

**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PRECIO DE  
COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR  
UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED”**

**Tesis previa a la obtención del título de:  
Ingeniero Eléctrico**

**Autor:**

**Santiago Martin Herrera Molina**

**Director:**

**Ing. Juan Carlos Sarmiento Vintimilla**

**Cuenca – Ecuador**

**2016**



## Resumen

Dado el gran auge de las Energías Renovables No Convencionales alrededor del mundo, como una alternativa a la reducción de Gases de Efecto Invernadero en la lucha en contra del cambio climático, este trabajo de investigación propone una metodología que detalla el proceso necesario para el estudio de prefactibilidad de una central fotovoltaica. Para ello se analiza en primer lugar el marco legal bajo el cual se contempla el funcionamiento y operación de estas centrales en el Ecuador. La metodología está fundamentada en dos análisis: uno referente al cálculo del dimensionamiento técnico de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, y otro enfocado a la evaluación económica del proyecto, para así determinar un precio de venta de la energía, que sea rentable con respecto a la inversión. En el desarrollo de esta tesis se presentan criterios técnicos y económicos aplicados a la realidad del sector eléctrico del Ecuador. Para ello, se plantea el estudio de un proyecto de generación fotovoltaico con información real de la estación meteorológica propiedad de la empresa ELECAUSTRO S.A., de cotizaciones y proformas solicitadas a fabricantes y distribuidores tanto nacionales como extranjeros, de los materiales y equipos necesarios para la instalación de la central. Así también se estimaron los costos de administración, operación y mantenimiento, con referencia a una central de similar capacidad. Con esta información se pudo establecer diversos escenarios de financiamiento con diferentes precios de comercialización de energía, obteniendo así una propuesta específica para el caso de estudio.

**Palabras clave:** central fotovoltaica, precio, energía, red eléctrica.



## Abstract

Given the boom of renewable energy around the world, as an alternative solution to reducing the greenhouse gases, in the fight against the climate change, this research proposes a methodology detailing the need for pre-feasibility study of a photovoltaic plant. To do this, first the legal framework under which the functioning and operation of these plants referred to in Ecuador is analyzed. The methodology is based on two analyzes; one concerning the technical calculation of the size of photovoltaic systems connected to the electric grid, and another focused on the economic evaluation of the project, to determine a selling process of energy, that is profitable on investment. In the development of this thesis applied technical and economic criteria of reality of Ecuador's electricity sector are presented. For this study a photovoltaic generation project arises with real information from the weather station owned by the company ELECAUSTRO S.A. Quotes applied to both domestic and international manufactures and suppliers of all materials and equipment needed for installation. Administration, operation and maintenance are also estimated with reference to a plant of similar capacity. This information could be established several cases of financing with different prices energy trading, thus obtaining a specific proposal for the case study.

**Key words:** Photovoltaic plant, prices, energy, electric grid.

## ÍNDICE

CAPITULO 1 .....	9
INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA	
1.1 Situación actual de las energías renovables .....	13
1.2 Marco teórico .....	15
1.2.1 Normativa legal .....	16
1.2.2 Pre-diseño técnico .....	16
1.2.3 Estimación de costos .....	17
1.2.4 Evaluación económica-financiera del proyecto .....	17
1.3 Estructura de la metodología .....	18
CAPITULO 2 .....	20
EVOLUCIÓN REGULATORIA PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN ECUADOR	
2.1 Introducción .....	20
2.2 Evolución regulatoria.....	21
2.3 Centrales solares fotovoltaicas en Ecuador y capacidad instalada.....	22
2.4 Situación actual.....	24
CAPITULO 3 .....	26
PRE-DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	
3.1 Introducción .....	26
3.2 Conceptos básicos de la energía fotovoltaica y consideraciones para la instalación. ....	27
3.3 Análisis de tecnologías de generación fotovoltaica.....	30
3.3.1 Paneles.....	30
3.3.2 Inversores de red.....	31
3.3.3 Estructuras.....	32
3.4 Pre-diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR). ....	33
3.5 Dimensionamiento del cableado .....	40



3.6 Dimensionamiento del transformador .....	41
3.7 Descripción de los equipos de medición, control, protección, corte y maniobra .....	43
3.8 Resultados del dimensionamiento para las diferentes alternativas.....	44
3.9 Pre-diseño del SFCR mediante software .....	46
3.10 Determinación de la producción energética .....	48
3.11 Comparación del rendimiento energético del SFCR entre costa y sierra mediante software.....	59
CAPITULO 4 .....	61
ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN, ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN & MANTENIMIENTO	
4.1 Introducción .....	61
4.2 Costo de inversión .....	62
4.2.1 Equipos y materiales de producción extranjera .....	62
4.2.2 Equipos y materiales disponibles en Ecuador .....	66
4.2.3 Obras civiles .....	68
4.2.4 Estudios .....	69
4.2.5 Permisos y licencias .....	70
4.2.6 Costo global estimado para la inversión .....	71
4.3 Costos de operación y mantenimiento .....	72
4.4 Costos administrativos .....	73
4.5 Resumen de costos en USD/kW instalado .....	74
CAPITULO 5 .....	75
EVALUACION ECONOMICO-FINANCIERA DEL PROYECTO	
5.1 Introducción .....	75
5.2 Conceptos generales .....	75
5.3 Criterios de Rentabilidad.....	77
5.4 Evaluación económica- financiera.....	78
5.4.1 Cálculo de la “Tasa de Descuento” del proyecto .....	80



5.4.2 Determinación del precio mínimo mediante “El Costo Nivelado de Energía” .....	83
5.4.3 Cálculo del Flujo de Caja .....	86
5.4.4 Resultados .....	88
5.5 Análisis de sensibilidad. ....	91
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	93
Bibliografía .....	96
ANEXO 1 .....	98
ANEXO 2.....	100
ANEXO 3.....	124
ANEXO 4.....	158
ANEXO 5.....	186



## INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 3.1 Esquema unifilar de un SFCR.....	26
Ilustración 3.2 Curvas I-V en distintas condiciones de irradiancia ( $F_a$ ) y temperatura ( $F_b$ ). Fuente: <a href="http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html">http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html</a> .....	27
Ilustración 3.3 a) Inversor central SC500CP (500 kW) b) Inversor distribuido Sunny Tripower 20000TL (20 kW).....	31
Ilustración 3.4 Estructuras fijas. Fuente: Catalogo Schletter a) Atornillada en zapatas de hormigón tipo PVmax b) Biposte tipo FSII .....	33
Ilustración 3.5 String's en paralelo, la I (corriente) de un panel es igual a la corriente que circula por el string .....	35
Ilustración 3. 6 Conformación de un String.....	38
Ilustración 3. 7 Ventana de orientación del panel FV PVsyst V5.55 Demo .....	46
Ilustración 3. 8 Configuración de paneles e inversores con PVsyst V5.55 Demo .	47
Ilustración 3. 9 Ventana de orientación del panel FV Sunny Desing 3.0 .....	47
Ilustración 3. 10 Configuración de paneles e inversores con Sunny Desing 3.0 ...	48
Ilustración 3. 11 Potencia Solar Típica diaria en “El Descanso” .....	52
Ilustración 3. 12 Curva de degradación para paneles Jinko JKM250P Fuente: Hoja de datos del fabricante, Anexo 2.....	55
Ilustración 3. 13 Diagrama unifilar del SFCR.....	58
 Ilustración 4. 1 Variación de los precios spot de paneles monocristalinos y policristalinos, en USD/W. Fuente: Bloomberg PV MODULE MARKET: TIERS AND TRENDS. 16 de Julio 2015.....	63
 Ilustración 5. 1 Costos nivelados de energía para tecnología FV. Fuente: [14].....	84
Ilustración 5. 2 Flujo de caja del escenario c) precio 0.2555 USD .....	87
Ilustración 5. 3 Flujo de caja del escenario d) precio 0.2555 USD .....	88
Ilustración 5. 4 Variación de la TIR vs precio de venta.....	92

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1T Precio de comercialización de la energía producida por una central fotovoltaica en el territorio continental ecuatoriano. ....	21
Tabla 2. 2 Centrales fotovoltaicas menores a 1 MW en Ecuador y su potencia nominal. Fuente: Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista (SIMEM) desarrollado por el CENACE.....	23
Tabla 3. 1 Características de paneles fotovoltaicos de silicio. ....	30
Tabla 3. 2 Características de inversores de red .....	32
Tabla 3. 3 Tipos de estructuras .....	33
Tabla 3. 4 Datos meteorológicos del emplazamiento “El Descanso” .....	36
Tabla 3. 5 Alternativas de dimensionamiento para el SFCR .....	45
Tabla 3. 6 Porcentajes de pérdidas del sistema y valor de PR .....	50
Tabla 3. 7 Datos horarios de irradiancia solar en kW.h/m <sup>2</sup> medidos por ELECAUSTRO S.A. ....	51
Tabla 3. 8 Valores de HSP .....	53
Tabla 3. 9 PR mensual afectado por la temperatura .....	54
Tabla 3. 10 Producción energética mensual y anual .....	55
Tabla 3. 11 Degradación porcentual anual para paneles Jinko JKM250P .....	56
Tabla 3. 12 Alternativas de diseño con la producción energética acumulada para 25 años .....	57
Tabla 3. 13 Comparación del pre-diseño manual vs software.....	59
Tabla 3. 14 Comparación resultados del rendimiento energético del SFCR. ....	59
Tabla 4. 1 matriz con costos de importación .....	65
Tabla 4. 2 Costo de línea de media tensión; Fuente Presupuesto Empresa Eléctrica Regional Centro Sur .....	66
Tabla 4. 3 Costo de equipos de control e instrumentos de protección corte y maniobra .....	68
Tabla 4. 4 Presupuesto general para obras civiles básicas. ....	69
Tabla 4. 5 Montos por garantía de suscripción.....	70
Tabla 4. 6 Resumen de costos de inversión.....	71
Tabla 4. 7 Costos USD/kW instalado. ....	74





Tabla 5. 1 Tasas de interés del crédito y tasa de descuento para el inversionista (CAPM) .....	82
Tabla 5. 2 Determinación de la tasa de descuento del proyecto mediante CPPC.	83
Tabla 5. 3 LCOE del escenario a), para este escenario, el precio nivelado de energía es el más bajo .....	85
Tabla 5. 4 Resultado de costos nivelados de energía para todos los escenarios.	86
Tabla 5. 5 Hipótesis para empresa pública. ....	89
Tabla 5. 6 Resultados VAN y TIR del escenario a) .....	89
Tabla 5. 7 Hipótesis del escenario b) .....	89
Tabla 5. 8 Evaluación económica para el escenario b). Los valores en rojo entre paréntesis significan valores negativos. ....	89
Tabla 5. 9 Hipótesis principales para escenarios c, d, e y f.....	90
Tabla 5. 10 Escenarios de evaluación y resultados de TIR y VAN. Los valores en rojo entre paréntesis significan valores negativos. ....	90



Cláusula de derechos de autor

*Santiago Martín Herrera Molina*, autor de la tesis "METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PRECIO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 7 de marzo de 2016

*Santiago Martín Herrera Molina*

C.I: 0302070651



Universidad de Cuenca

---



Cláusula de propiedad intelectual

*Santiago Martin Herrera Molina*, autor de la tesis "METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PRECIO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 7 de marzo de 2016

*Santiago Martin Herrera Molina*

C.I: 0302070651



## **Dedicatoria**

A mi sobrino, Juan Martín.



## **Agradecimientos**

A mi familia, por el apoyo recibido a lo largo de mi vida

A mi director de tesis, por su amistad, su tiempo y por saber guiar este trabajo de la mejor manera.

A todo el personal de ELECAUSTRO, en especial al Ing. Raúl León, Director de Planificación, y a los ingenieros: Francisco Andrade, Silvia Salinas, Fernando Dávila y Sebastián Montesdeoca, por brindarme en todo momento su ayuda incondicional y su sincera amistad.

A todas las personas y empresas que facilitaron la información necesaria para la realización de esta tesis, recalcando la ayuda del Ing. David López y el Eco. Christian Bustamante.

Gracias.



## CAPITULO 1

### INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA

Como introducción a este trabajo de investigación, este capítulo expone brevemente la situación mundial en cuanto al desarrollo de las energías renovables en los últimos años, concretamente la energía solar fotovoltaica. Para ello se describirá cómo funciona y los componentes principales de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica y qué consideraciones debemos tener en cuenta para su implantación en el Ecuador continental. Se sintetiza los procesos a seguir y, de forma conceptual se explican los criterios básicos que intervienen en el desarrollo de la metodología. Finalmente, a manera de diagrama de flujo se presenta la propuesta descrita, que servirá como guía en el desarrollo de la misma.

#### 1.1 Situación actual de las energías renovables

Dentro de la problemática de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, además de la variabilidad del precio del petróleo, es su alto impacto en el medio ambiente, aportando en 2014 con el 26% de gases de efecto invernadero a nivel mundial según la EPA<sup>1</sup>. En la actualidad, la dependencia de combustibles fósiles en la industria, transporte y generación eléctrica, requiere que a futuro estos sectores de consumo cambien su fuente de energía a diversas alternativas que promuevan un desarrollo sostenible a largo plazo.

---

<sup>1</sup> Agencia de Protección del Medioambiente (Environmental Protection Agency) de los Estados Unidos  
<http://epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html> fecha de consulta: 10-11-2015.



Conscientes de esta realidad, en el año 1997 se realizó la Cumbre Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), donde se estableció el protocolo de Kioto, que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que entró en vigor en el año 2005, cuando los países signatarios acordaron reducir un 5 % sus emisiones, en promedio. Muchos países de la Unión Europea han emprendido diversas políticas orientadas a la reducción de gases de efecto invernadero como las denominadas “feed in tariff” o los Mecanismos de Desarrollo Limpio<sup>2</sup> (MDL), que promueven, mediante incentivos el uso de tecnologías de generación renovable no convencional. Es así que la generación de energía eléctrica a partir de estas fuentes ha sido un eje fundamental para la diversificación de la matriz energética en dichos países.

Uno de los tratados más recientes y a su vez ambiciosos fue propuesto por la Unión Europea (UE) en el año 2007, cuyos objetivos son llegar al año 2020 con: la reducción del 20 % de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), ahorrar un 20 % de la energía a través de medidas de eficiencia energética y promover la generación a partir de fuentes renovables en un 20 %<sup>3</sup>.

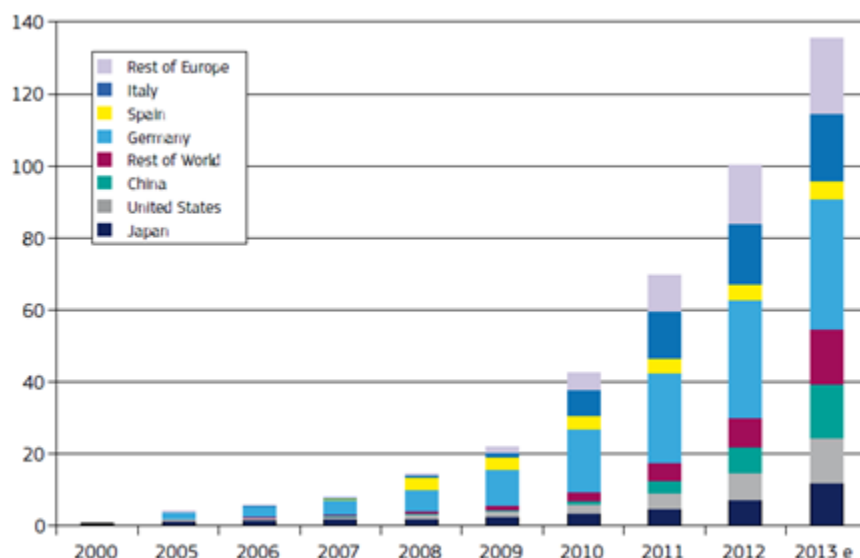
En los últimos años las tecnologías que usan energía renovable han ido ganando espacio rápidamente y sus costos reduciéndose notablemente. Para el caso de la energía solar fotovoltaica, según la Agencia Internacional de Energías Renovables en el año 2000 la potencia total instalada en centrales de este tipo fue de 805.55 MW y para el año 2014 su crecimiento había llegado a los 175,304 MW instalados, siendo la segunda de mayor penetración a nivel mundial luego de la Eólica<sup>4</sup>. Esto demuestra la fiabilidad de esta tecnología, como alternativa de generación limpia cero emisiones durante su operación, cumpliendo así con el fin de llegar a un esquema energético sustentable.

---

<sup>2</sup> Política establecida en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto.

<sup>3</sup> Publicación en las páginas web <http://www.ecointeligencia.com/2011/03/la-apuesta-202020-para-2020/> y en <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=uriserv:em0028> fecha de consulta: 10-11-2015

<sup>4</sup> Publicación en la página web <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/de> la Agencia Internacional de Energías Renovables. Fecha de consulta: 10-11-2015



*Ilustración 1.1 Acumulativo de instalaciones fotovoltaicas [GWp]. Fuente PV Status Report 2013 European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit*

## 1.2 Marco teórico

Una central fotovoltaica conectada a la red, también conocidas como Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCD), tiene como función, a través de generadores solares<sup>5</sup>, captar la mayor cantidad de radiación solar disponible, para producir energía eléctrica e inyectarla a la red convencional mediante inversores [1]. En este caso, el propósito es netamente de fines comerciales mediante la venta de energía.

Dentro del análisis de un proyecto fotovoltaico, y dependiendo de cuál es su alcance, se deben realizar varios estudios que permitan evaluar la viabilidad de su ejecución. La metodología desarrollada en esta tesis propone tres estudios principales que hacen referencia a la normativa legal que permita el funcionamiento del SFCD, a los aspectos técnicos para conocer los detalles de la producción durante su vida útil y poder estimar el monto de inversión, y la evaluación financiera del proyecto [2], los cuales permitirán reconocer alternativas viables y obtener información aproximada para la toma de decisiones. A

<sup>5</sup> Un generador solar es un conjunto de paneles fotovoltaicos conectados entre sí.



continuación se muestran los conceptos legales, técnicos y económicos que serán necesarios para esquematizar la metodología.

### **1.2.1 Normativa legal**

Muchas veces el proyecto puede ser técnica y económicamente viable, sin embargo es muy importante tener en cuenta que en todas las industrias se debe obtener los permisos de funcionamiento emitidos por la autoridad competente, por lo que el proyecto debe cumplir con las respectivas normas y requisitos: técnicos, legales y medio ambientales [2]. En el caso de la industria eléctrica en nuestro país, tenemos la “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica” (2015), la cual será analizada posteriormente conjuntamente con la normativa vigente para conocer cuáles son los escenarios legales existentes, para obtener los permisos y licencias de funcionamiento.

### **1.2.2 Pre-diseño técnico**

El objetivo de realizar el pre-diseño de una central fotovoltaica conectada a la red, radica en determinar los equipos a instalar, estimar su rendimiento y producción a largo plazo, para posteriormente valorar los costos de inversión, operación y mantenimiento [2]. Inicialmente, se debe identificar un emplazamiento que cuente con el recurso solar adecuado para obtener una buena producción de energía. Los principales parámetros a tomar en consideración para su dimensionamiento son el nivel de irradiación y la temperatura ambiente diurna, además se aconseja que el terreno cumpla con otros requisitos de igual importancia como la cercanía con la red de energía eléctrica y su uniformidad topográfica, entre otros.



### **1.2.3 Estimación de costos**

Una vez planteado el pre-diseño se procede a estimar los costos relacionados a la inversión inicial, a las actividades de operación y mantenimiento, y a los costos administrativos. De esta forma el nivel de incertidumbre disminuye y el precio a determinar se puede aproximar al real, sin embargo para determinar los costos específicos finales se debe realizar un estudio más detallado, el cual no está dentro del alcance de esta tesis.

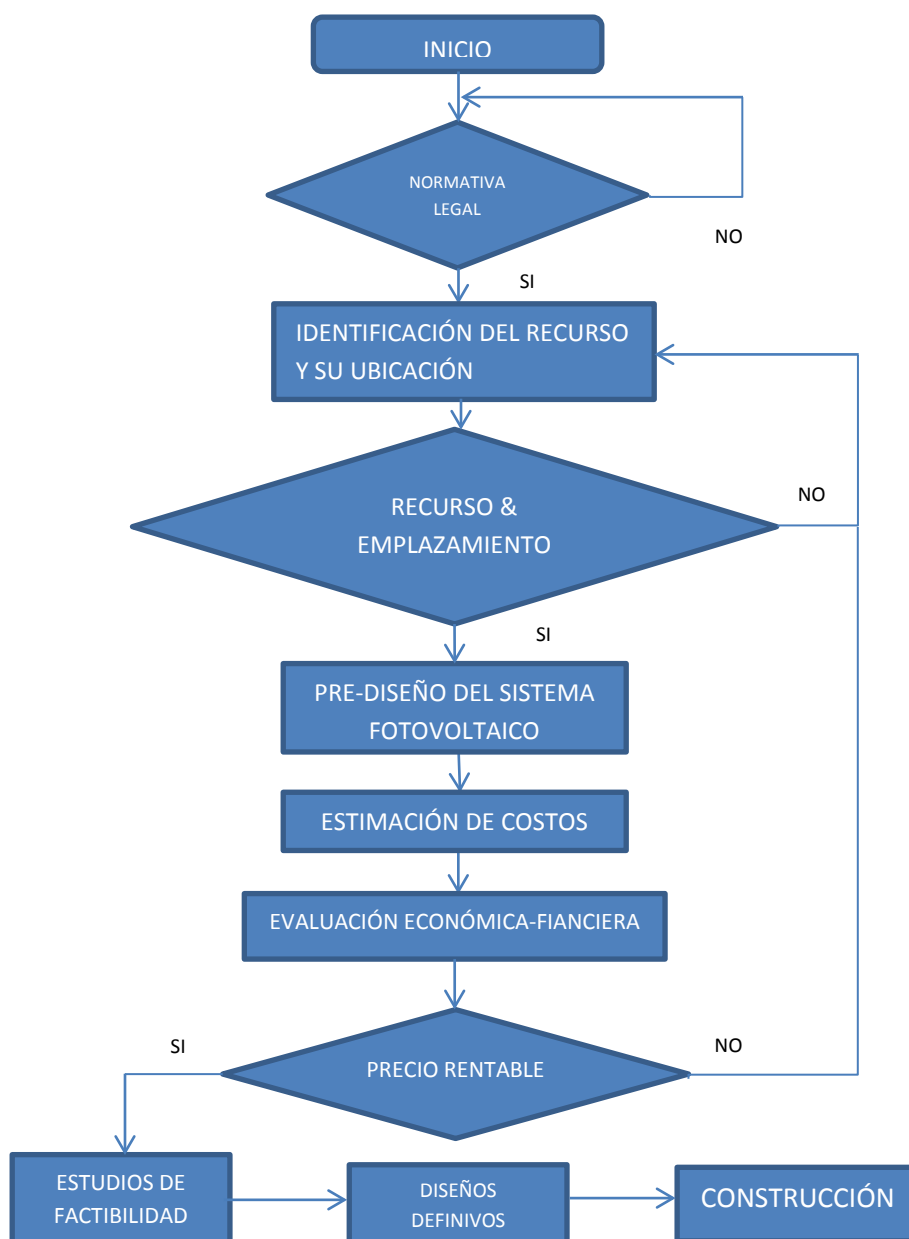
Los costos de inversión serán una recopilación de cotizaciones y proformas de todos los rubros necesarios para la construcción y puesta en marcha de la central. Los costos de mantenimiento hacen referencia los costos de todas las actividades relacionadas a la operación y mantenimiento de la instalación. Se estimará también los costos vinculados con las actividades administrativas necesarias para el funcionamiento de la central.

### **1.2.4 Evaluación económica-financiera del proyecto**

La evaluación económica y financiera de un proyecto es una etapa fundamental para tomar decisiones oportunas previa a su inversión, por esta razón se debe conocer primero la información relacionada a la magnitud de la inversión, costos y beneficios, con ello poder realizar la evaluación respectiva del proyecto y determinar si es rentable o no [2]. Para la evaluación de este tipo de proyectos se mostrará bajo qué condiciones se produce una rentabilidad adecuada en relación al financiamiento y al riesgo que asume el inversionista, además es necesario considerar variables como las normativas legales, políticas económicas del país, y riesgos del sector, para establecer así una evaluación económica en diferentes escenarios de financiamiento con un periodo adecuado que permita amortizar la inversión a partir de modificar el precio de venta de la energía.

### 1.3 Estructura de la metodología

A partir de los estudios mencionados podemos establecer una metodología de procesos principales que provean la información necesaria para determinar un precio de venta de la energía producida por este tipo de centrales. A continuación se sintetiza dichos procesos a manera de diagrama de flujo. Esta metodología planteada se desarrolla en los capítulos siguientes a partir de información real actualizada, con cálculos y consideraciones específicas para cada etapa.





En el capítulo dos se describe las normativas precedentes que incentivaron la inversión privada en centrales fotovoltaicas que actualmente operan en el Ecuador, además se exponen los artículos de la ley que están enfocados a la promoción de las energías renovables. El capítulo tres abarca el cálculo del dimensionamiento técnico del SFCR y la estimación de la producción energética a lo largo de su vida útil. En base al diseño del sistema, en el capítulo cuatro se estimaran los costos de inversión, operación y mantenimiento de la central. Y finalmente en el capítulo cinco se realiza la evaluación económico-financiera para determinar el precio a comercializar la energía producida por el SFCR.



## CAPITULO 2

# EVOLUCIÓN REGULATORIA PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN ECUADOR

### 2.1 Introducción

Hasta hace poco y mediante políticas conocidas como “feed in tariff” se promovió en el sector eléctrico ecuatoriano la generación a partir de fuentes renovables no convencionales (ERNC). “La feed in tariff, o tarifa regulada, es un esquema bajo el cual el ente regulador fija una tarifa para la compra de energía que proviene de fuentes renovables, mientras que el mercado determina la cantidad de energía a ser generada por dichas fuentes (Torres Arana, 2010)”. “Por ejemplo en Alemania y Estados Unidos se han manejado con éxito este tipo de esquemas” (Barragan y Espinoza, 2015)<sup>6</sup> [3].

En nuestro país fue, el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), el organismo encargado de establecer las regulaciones necesarias para las transacciones en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica a partir de las ERNC. En este capítulo se expondrá las tarifas de comercialización de la energía establecidas en las regulaciones que permitieron la construcción de las centrales fotovoltaicas que actualmente operan en el territorio ecuatoriano, además se mostrará la situación actual, para que una central de este tipo pueda comercializar la energía producida según la nueva “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica” aprobada el 16 de Enero de 2015 por la Asamblea Nacional.

---

<sup>6</sup> [3] Página 6.

## 2.2 Evolución regulatoria

Desde el CONELEC se emitieron varias regulaciones con la finalidad de promover la generación a partir de ERNC, en las que se detallaban precios preferentes para tecnologías de generación como la eólica, solar, biomasa, geotermia, mareomotriz e hidráulica menor a 50 MW. La tarifa para la generación fotovoltaica fue de las más caras, tales incentivos económicos para la venta de energía se exponen en la tabla 2.1. A pesar de que durante los años 2006 a 2011, a través de la regulación 009/06 se fijó el precio más elevado (52.04 cUSD) para la energía proveniente de centrales fotovoltaicas, en la misma regulación se estableció el despacho preferente con un límite del 2 % de la capacidad instalada, si este era sobrepasado se realizaba el despacho por mérito económico, con base al costo variable de cada una. Pese a que el límite de despacho fue muy pequeño, no garantizaba que este tipo de centrales comercialicen su producción energética al precio fijado en la regulación. Además de las tarifas para la comercialización de la energía, estas regulaciones señalan su periodo de vigencia, el modo de despacho, los procesos de liquidación por la venta de energía, las consideraciones para la interconexión de las centrales entre otras condiciones.

REGULACION	PRECIO cUSD/kW.h
004/04	28.37
009/06	52.04
004/11	40.03
001/13	-

*Tabla 2. 1T Precio de comercialización de la energía producida por una central fotovoltaica en el territorio continental ecuatoriano.*

Las regulaciones 004/04, 009/06 y 004/11 establecían precios preferentes para la comercialización de energía por parte de generadoras ya sean públicas o privadas que utilicen energías renovables. Posteriormente se emitiría la regulación 001/13, restringiendo así los precios establecidos a tecnologías como la solar (térmica y fotovoltaica), eólica, geotérmica y mareomotriz, quedando solamente las centrales hidráulicas menores a 30 MW, biomasa y biogás.



### **2.3 Centrales solares fotovoltaicas en Ecuador y capacidad instalada**

A través de las normativas citadas anteriormente, solamente durante la vigencia de la Regulación 004/11 el CONELEC recibió una oleada de solicitudes de títulos habilitantes por parte de inversionistas privados, cuyos proyectos sumaban una potencia total de 73.48 MW con 76 proyectos menores a 1 MW y 282 MW con 15 proyectos mayores a 1 MW<sup>7</sup>, dando un potencial total a ser instalado en el país de 355.48 MW. Sin embargo, y por no cumplir con todos los permisos o no obtener el financiamiento correspondiente actualmente operan en el territorio continental ecuatoriano las centrales fotovoltaicas expuestas en la tabla 2.2 que alcanzan una potencia total instalada de 21.7 MW ( De C.F.SALINAS no se encuentra especificada la potencia instalada) .

---

<sup>7</sup> Archivo de descarga del CONELEC ubicado en la dirección electrónica:  
[https://www.google.com.ec/?gfe\\_rd=cr&ei=mEQmVtfeN7Sw8wexnYHgCA&gws\\_rd=ssl#q=proyectos+fotovoltaicos+ecuador+titulos+habilitantes+menores+a+1MW](https://www.google.com.ec/?gfe_rd=cr&ei=mEQmVtfeN7Sw8wexnYHgCA&gws_rd=ssl#q=proyectos+fotovoltaicos+ecuador+titulos+habilitantes+menores+a+1MW) fecha de consulta: 20-10-2015

NOMBRE	Potencia kW
SUNCO MULALÓ	997.2
SUNCO PASTOCALLE	997.92
PREDIO 1	500
PARAGACHI	995
ELECTRISOL	499.5
C. F. ALTGENOTEC	993.6
C. F. GENRENOTEC	993.6
C. F. WILDTECSA	995
C. F. SANSAU	999
C. F. TREN SALINAS	995
C.F. SALINAS	-
C.F. BRINEFORCORP	999
C.F. SANERSOL	999
C.F. GONZAENERGY	999
C.F. SAN PEDRO	999
C.F. SARACAYSOL	999
C.F. SOLSANTROS	999
C.F. SOLHUAQUI	999
C.F. SOLSANTONIO	999
C.F. SOLCHACRAS	999
C.F. LOJAENERGY	999
C.F. RENOVALOJA	999
C.F. SURENERGY	999
C.F. SABIANGO	999

Nota.- No están consideradas en la lista las  
Centrales Fotovoltaicas de Galápagos

*Tabla 2. 2 Centrales fotovoltaicas menores a 1 MW en Ecuador y su potencia nominal.  
Fuente: Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista (SIMEM) desarrollado por  
el CENACE<sup>8</sup>.*

Un reporte de prensa del diario “El Comercio”<sup>9</sup>, hace referencia al proceso de obtención de títulos habilitantes que debieron obtener los inversionistas interesados en este tipo de proyectos. Del total proyectos presentados (afirma el diario a través de entrevistas) no se pudo otorgar a la mayoría los respectivos títulos habilitantes ya que no cumplían con todos los permisos requeridos según el

<sup>8</sup> CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

<sup>9</sup> Este contenido ha sido publicado originalmente por Diario EL COMERCIO en la siguiente dirección: <http://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/proyectos-fotovoltaicos-se-estancaron.html>. ElComercio.com Autor: Alberto Araujo fecha de consulta 10/10/2015





CONELC. La opinión por parte de muchos inversionistas es que hubo trabas burocráticas y falta de financiamiento. Aunque de todos los proyectos de potencias menores a 1 MW que cuentan con la aprobación para su operación, actualmente solo el 30 % se encuentra operando. En el Anexo 1 se enlistan todos los proyectos aprobados y su potencia instalada.

### **2.4 Situación actual**

Dentro de la industria eléctrica, además de los actores directos como lo son aquellos relacionados a: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, se tiene también un organismo encargado de establecer las normas tanto técnicas como legales para esta industria. La nueva Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, que en su Artículo 14.- Naturaleza jurídica.- define: “La Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final”. Por tanto, la ARCONEL reemplaza al CONELC, que en su tiempo estuvo encargado de tales funciones. A pesar de este cambio, las regulaciones emitidas anteriormente por el CONELC continúan vigentes, por lo que se tomarán en cuenta dentro de este estudio.

En esta ley se establecen las funciones que tendrán el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, y las empresas que se dediquen a las actividades antes mencionadas, que en su gran mayoría son Empresas Públicas. Así también, en su Artículo 2 literal 5, se contempla la promoción de energías renovables no convencionales, para lo cual la ARCONEL deberá emitir regulaciones y fijar precios para las transacciones comerciales de energía<sup>10</sup>. A lo largo del año 2015 no se había publicado ninguna regulación con el fin de promover o fijar precios para las ERNC; pero lo señalado en el artículo 26 de esta misma ley hace

---

<sup>10</sup> Artículo 15. Literal 5 de la Ley Orgánica De Servicio Público De Energía Eléctrica.



referencia a la “Autorización de Operación” por parte del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables se emitirán los “Títulos Habilitantes”<sup>11</sup> en función de un *“análisis financiero que permita amortizar la inversión y obtener una utilidad razonable”* el mismo que deberá ser realizado por la ARCONEL. Adicionalmente, se debe tener muy en cuenta que para la “explotación” de los recursos renovables se necesita la autorización del Ministerio del Ambiente, presentando a este organismo los estudios pertinentes de impacto ambiental para obtener la Licencia Ambiental.

---

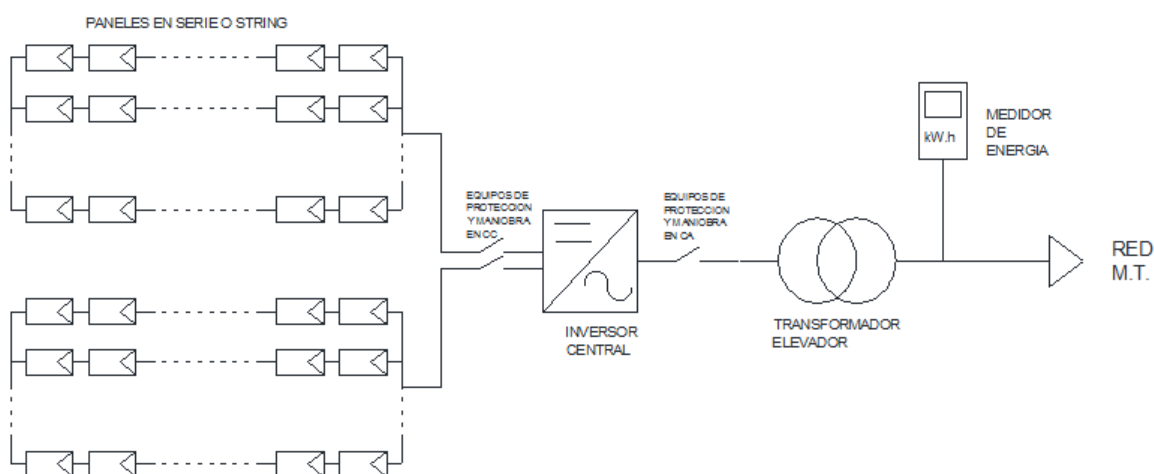
<sup>11</sup> El Título Habilitante es el permiso necesario de funcionamiento que necesitan las empresas que deseen dedicarse a las actividades relacionadas con el sector eléctrico.

## CAPITULO 3

### PRE-DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

#### 3.1 Introducción

En este capítulo se describe el procedimiento de cálculo utilizado para dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a la red con datos de la estación meteorológica ubicada en “El Descanso” provincia del Azuay, propiedad de la empresa ELECAUSTRO S.A., por lo que se propondrán varias alternativas con diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos y potencias de inversores. Se describirán brevemente las consideraciones necesarias para el dimensionamiento del cableado y del transformador. La configuración del sistema, similar a la presentada en la ilustración 3.1, se podrá verificar mediante los programas Sunny Desing 3.0 y *PVsyst V5.55 Demo*.

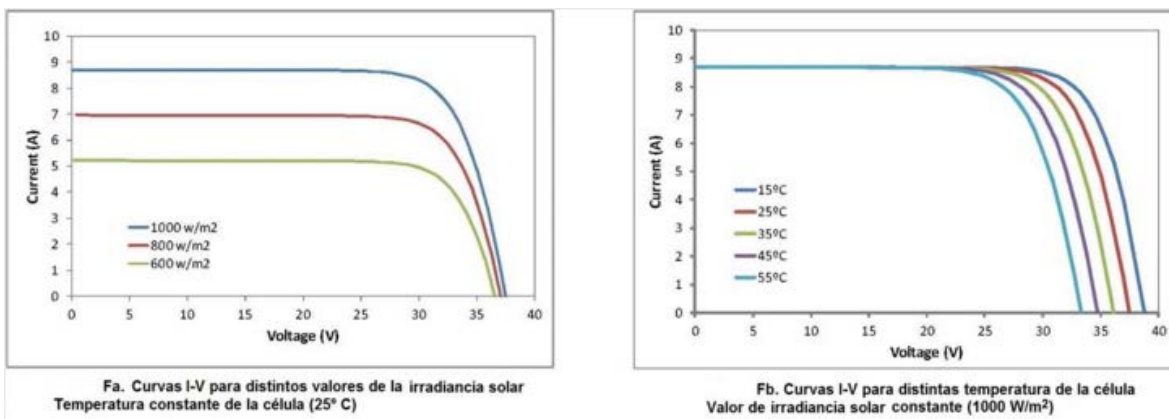


*Ilustración 3.1 Esquema unifilar de un SFCR*

Posteriormente con la alternativa de pre-diseño propuesta para el sistema, se deberá estimar su rendimiento energético y compararlo con los resultados obtenidos a través del software *PVsyst V5.55 Demo*, con el que también se podrá contrastar el rendimiento energético del mismo sistema si éste fuese instalado en otros emplazamientos cuyas condiciones sean distintas, por lo que se ha escogido las ciudades de Quito y Guayaquil para un análisis comparativo.

### 3.2 Conceptos básicos de la energía fotovoltaica y consideraciones para la instalación.

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico está basado en el principio fotoeléctrico, “que se produce al incidir la luz sobre unos materiales denominados semiconductores; de esta manera se genera un flujo de electrones en el interior del material que puede ser aprovechado para obtener energía eléctrica”<sup>12</sup>. “Un panel fotovoltaico produce electricidad en corriente continua y sus parámetros característicos (intensidad y tensión) varían con la radiación solar que incide sobre las células y con la temperatura ambiente”<sup>13</sup>.



*Ilustración 3.2 Curvas I-V en distintas condiciones de irradiancia (Fa) y temperatura (Fb). Fuente:*

<http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html>

<sup>12</sup> [5] página 64

<sup>13</sup> [5] página 64



Siguiendo el proceso descrito en la metodología planteada inicialmente, en este capítulo se deberá realizar un dimensionamiento previo a la etapa de la ingeniería de detalle, por lo que a continuación se presentarán las características más importantes de un SFCR a tener en cuenta para el pre-diseño. Para empezar este proceso debemos tener la información climatológica y de radiación del sitio en que se planea instalar el sistema, posteriormente tendremos que seleccionar los equipos principales para el dimensionamiento, que son los paneles y los inversores.

“Los SFCR se instalan en lugares que disponen de red eléctrica y su función es producir electricidad para venderla a la compañía eléctrica”<sup>14</sup> por lo que se debe calcular una configuración que tenga el mayor rendimiento posible. El rendimiento depende de los equipos y de los factores radiación y temperatura, por lo tanto se debe buscar un lugar con una alta radiación solar y con una baja temperatura ambiente diurna, para tener el mejor rendimiento, sin embargo en zonas con mayor temperatura se puede tener mucha más radiación solar, por lo que es necesario una estimación de las pérdidas producidas por los diversos factores que afectan al rendimiento energético de la instalación. Los parámetros a tener en cuenta son:

**Irradiancia:** Es la potencia solar que incide sobre una superficie, sus unidades son  $W/m^2$ , se diferencia de la irradiación que hace referencia a la energía solar  $W.h/m^2$  [4].

**Temperatura ambiente:** Con relación a la curva de funcionamiento de una célula solar la tensión disminuye considerablemente en relación al aumento de temperatura, no obstante la corriente eléctrica se mantiene casi constante, lo cual produce mayores pérdidas y disminuye su rendimiento. Por lo tanto es necesario contar con los valores mínimos, máximos y promedios de temperatura mensual del lugar donde se contempla construir la instalación.

---

<sup>14</sup> [5] página 68



**Topografía del terreno:** Es importante considerar un sitio adecuado para la instalación fotovoltaica, de preferencia se recomienda identificar un sitio plano o semiplano, que esté libre de fallas geológicas, ya que terrenos así o con una pendiente muy pronunciada encarecerá los trabajos preliminares de las obras civiles, cimentación y de la instalación en general, elevando de esta manera los rubros de la instalación.

**Orientación:** Depende de la ubicación geográfica del sitio, estos deberán orientarse siempre hacia la línea ecuatorial, por ejemplo, si estamos en el hemisferio Sur debemos orientar los paneles con inclinación hacia el Norte. El ángulo de inclinación deberá estar entre 5 y 10 grados menos que su latitud<sup>15</sup>. Un aspecto importante a la hora de escoger el terreno para la instalación es verificar que no se produzcan sombras de árboles, montañas o edificaciones sobre el terreno [5].

**Distancia a la red de media tensión:** Actualmente en el Ecuador se tiene un 97% de cobertura de servicio eléctrico<sup>16</sup>, por lo que la conexión con la red eléctrica a más de requerir un estudio eléctrico específico que tome en cuenta las características y capacidades del alimentador primario, no deberá estar muy distante, ya que una distancia superior a 3 kilómetros representaría más de un 3 % del valor de la construcción de la central lo cual como ya se expone en el Capítulo 4 produce un encarecimiento de la inversión.

**Terreno:** Como se mostrará más adelante, aproximadamente una instalación de 1 MWp abarca 10000 metros cuadrados con todas las obras necesarias incluidas, por lo que es fundamental considerar una extensión de terreno acorde a la capacidad que se quiera instalar o viceversa.

---

<sup>15</sup> Debido a que en el Ecuador estamos próximos a la latitud cero, se aconseja el ángulo de inclinación debería estar alrededor de los 10 grados, para procurar una pendiente que permita el flujo de agua lluvia sin que se acumule sobre el panel. – Consulta: Ing David López, WattFarmers Cia. Ltda.

<sup>16</sup> Cobertura Nacional <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/produccion-anual-2/>

### 3.3 Análisis de tecnologías de generación fotovoltaica

#### 3.3.1 Paneles

Alrededor del mundo se encuentra muy expandida la tecnología fotovoltaica a partir de células de silicio, debido a que por su eficiencia y costo la han vuelto muy versátil para la producción de energía en sistemas fotovoltaicos aislados, tejados residenciales e industriales, y conectados a la red.

Actualmente se dispone de una amplia gama de fabricantes que cuentan con una completa cartera de productos de diferentes capacidades y tecnologías. Cabe mencionar que la inclusión de la industria china en este campo ha sido notoria, ya que ofrecen excelente calidad a precios más bajos que sus competidores europeos [6].

Por esta razón, se ha seleccionado diferentes fabricantes de paneles (España, Alemania, China y Japón) que ofrecen características similares en cuanto a los rangos de potencia y eficiencia. Sus principales características se indican en la *tabla 3.1* y sus respectivas hojas de datos se encuentran en el *Anexo 2*.

CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS				
MODELO DE PANEL	ISF250	C-SI P60	JKM250P	KD320GH
PROCEDENCIA	ESPAÑA	ALEMANIA	CHINA	JAPON
TECNOLOGÍA	MONOCRISTALINO	POLICRISTALINO	POLICRISTALINO	POLICRISTALINO
POTENCIA PICO (W)	250	240	250	320
CORRIENTE SC (A)	7.06	6.96	7.21	6.96
TENSIÓN OC (V)	35	34.74	34.9	45.3
TENSIÓN PMP (V)	27.5	27.28	28	36.1
CORRIENTE PMP	6.59	6.34	6.56	6.4
TENSIÓN MAX (V)	1,000	1,000	1,000	1,000
COEF. TEMP (%/°K)	0.334	0.31	0.31	0.36
TEMP OPERACIÓN (°C)	47	46	46	45
LONGITUD (m)	1.667	1.66	1.65	1.662
ANCHO (m)	0.994	0.99	0.992	1.32
INCLINACIÓN (°)	10	10	10	10
SEPARACIÓN (m)	0.01	0.01	0.01	0.01
EFICIENCIA	15.10%	14.60%	15.27%	14.60%
DEGRADACIÓN 25 AÑOS	80%	80%	80%	75%
PP VS ÁREA	0.15088	0.14604	0.15274	0.14586

*Tabla 3. 1 Características de paneles fotovoltaicos de silicio.*

### 3.3.2 Inversores de red

Así como en el caso de los paneles FV, en las últimas décadas han aparecido un gran número de empresas fabricantes de inversores que son utilizados en sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Para el diseño de un sistema fotovoltaico, el inversor puede ser el punto más crítico, y su selección depende mucho del criterio del diseñador. Existen dos criterios válidos en cuanto a la selección de inversores para el diseño del sistema, los cuales se describen a continuación<sup>17</sup> [4]:

- Inversor central: Consta de un equipo inversor de gran potencia que recolecta toda o gran parte de la energía producida por el sistema.
- Inversores distribuidos: Está conformado por inversores de baja potencia distribuidos en la instalación del sistema fotovoltaico.



a)



b)

*Ilustración 3.3 a) Inversor central SC500CP (500 kW) b) Inversor distribuido Sunny Tripower 20000TL (20 kW)*

<sup>17</sup> Estudio comparativo entre inversor central y distribuido por la Universidad de Burgos (SWIFT) Autor: Cristina Alonso Tristan. <http://www3.ubu.es/ubuinvestiga/?p=965> fecha de consulta: 1/10/2015



Se ha escogido inversores de baja potencia e inversores de gran potencia, cuyas especificaciones más importantes están en la *tabla 3.2* y sus catálogos técnicos se encuentran en el *Anexo 2*.

CARACTERÍSTICAS	INVERSORES DISTRIBUIDOS		INVERSORES CENTRALES	
	SMA 20KW	ABB 20KW	SMA 500KW	ABB 200KW
INVERSOR				
POT.MAX. INPUT (W)	20,450	20,750	560,000	210,000
CORRIENTE MAX (A)	33	30	1250	369
TENSIÓN MIN(V)	188	250	188	188
TENSIÓN MAX(V)	1,000	1,000	1,000	1,000
TENSIÓN MIN PMP (V)	320	440	450	570
TENSIÓN MAX PMP(V)	800	800	850	950
TENSIÓN NOMINAL	600	600	0	585

*Tabla 3. 2 Características de inversores de red*

### 3.3.3 Estructuras

Dependiendo la ubicación geográfica y el emplazamiento del terreno en donde se quiere instalar el sistema FV se diseña el tipo de estructura que mejor se ajuste a las necesidades requeridas, las cuales pueden ser con seguimiento o fijas. Para lugares con buena insolación, las estructuras fijas son muy versátiles y obtienen un buen rendimiento, además de su menor costo de inversión y una mayor vida útil que las de seguimiento [7]. Además estas estructuras son recomendables en países como el Ecuador por su ubicación geográfica.

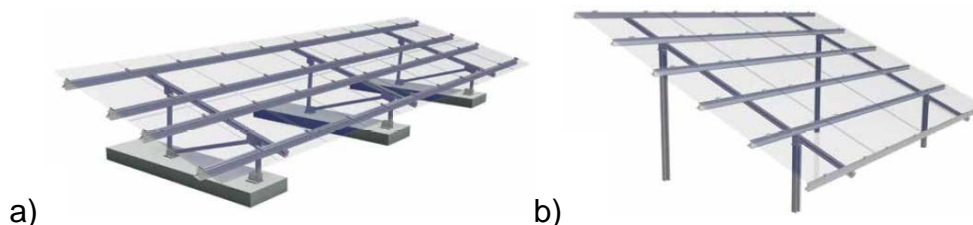
En estructuras fijas podemos encontrar que depende básicamente del emplazamiento, las cuales se especifican en la *tabla 3.3*. Dependiendo si la ubicación se encuentra en la región costanera y su nivel de salinidad en el ambiente es alto, se escoge estructuras de aluminio para evitar la corrosión, caso contrario las estructuras de acero galvanizado debido a su costo es una opción más económica y a su vez garantiza buenos resultados<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> Especificaciones técnicas de cotización de estructuras Schletter España que se encuentran en el anexo 4.

ESTRUCTURAS		
ANCLAJE	TIPO	
HINCADAS	MONOPOSTE	BIPOSTE
ATORNILLADAS	ZAPATAS DE HORMIGON	

*Tabla 3. 3 Tipos de estructuras*

Para este caso, en el pre diseño se ha escogido estructuras fijas biposte, cuya cimentación es hincada directamente sobre el terreno. Los detalles técnicos de la estructura se encuentran especificados en el *Anexo 2*.



*Ilustración 3.4 Estructuras fijas. Fuente: Catalogo Schletter a) Atornillada en zapatas de hormigón tipo PVmax b) Biposte tipo FSII*

### 3.4 Pre-diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR).

El diseño de un sistema solar conectado a la RED requiere una serie de cálculos, cuyos resultados varían dependiendo la selección previa de los paneles e inversores, el dimensionamiento del mismo se ha basado en la metodología de diseño descrita en el Manual Técnico para instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos marginales [8] , el cual es apoyado por la IEE<sup>19</sup>.

Como se demostrará a continuación, las configuraciones entre el módulo FV y el inversor son exclusivas y se determinan por los parámetros técnicos de cada uno de ellos.

En el dimensionamiento óptimo de un sistema FV se deben considerar arreglos de módulos que operen dentro de los límites permitidos de tensión, corriente y potencia máxima del inversor y aislamiento de los equipos. A partir de la hoja de datos de los módulos e inversores se procede a calcular el sistema. Como ejemplo

<sup>19</sup> Intelligence Energy Europe. "Manual Técnico: Instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos marginales- G.Nofuentes, J.V.Muñoz, D.I.Talavera, J.Aguilera y J.Terrados. Valencia 2011.

para los cálculos se ha tomado los datos del panel Jinko JKM 250P y el inversor SMA 500 kW (Serie SC500CP).

En primer lugar, se tiene que considerar la potencia máxima admitida por el inversor y se debe recordar que muchos inversores están configurados para entregar una potencia nominal aun cuando se lo alimente con una potencia mayor durante pequeños lapsos, a esto los fabricantes denominan factor de potencia nominal (Pnom ratio) para los cuales la eficiencia de los mismos se reduce. Esta restricción de potencia permite determinar el número máximo de paneles que pueden ser conectados al inversor.

$$No. \text{ Máximo de paneles} = \frac{P_{cc \text{ max inv.}}}{P_p \text{ panel}}$$

*Ecuación 3. 1*

$$No. \text{ Máximo de paneles} = \frac{560000}{250} = 2240$$

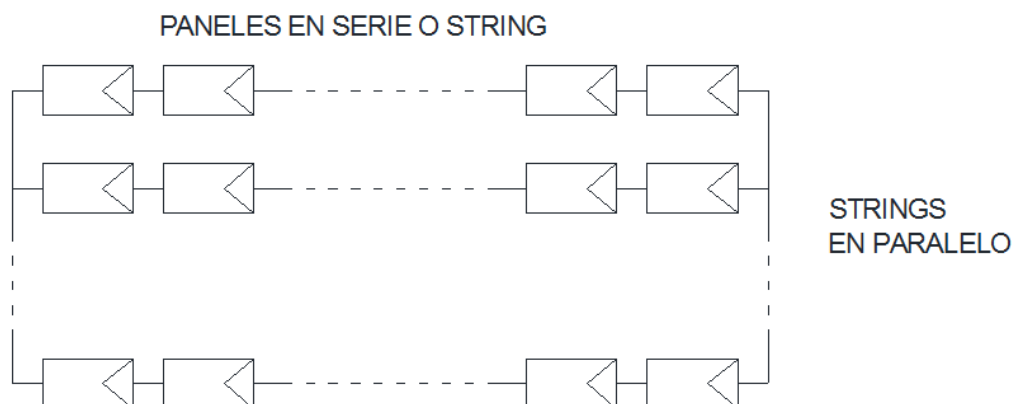
Así mismo el inversor admite una corriente máxima de entrada, la cual está en función de las cadenas de paneles “strings” en paralelo. Este parámetro varía para diferentes condiciones de temperatura y radiación solar. De esta forma se puede calcular el número máximo de cadenas “strings” en paralelo admisibles por el inversor.

$$No. \text{ strings paralelo} \leq \frac{I_{cc \text{ max inversor}}}{I_{pmp \text{ panel}}}$$

*Ecuación 3. 2*

$$No. \text{ strings paralelo} \leq \frac{1250}{8.2} = 152.44$$

$$No. \text{ strings paralelo} \leq 152$$



*Ilustración 3.5 String's en paralelo, la  $I$  (corriente) de un panel es igual a la corriente que circula por el string*

En cuanto a la limitación del rango de tensión admisible por el inversor, se deben realizar varios cálculos que permitan dimensionar el número mínimo y máximo de paneles en serie que pueden ser conectados, ya que como se puede apreciar en las curvas de funcionamiento  $I$  vs  $V$  de un panel el nivel de tensión es más susceptible a la variación debido a cambios de temperatura, se necesitan los valores de temperatura diurna anual mínima y máxima en el sitio donde se planea la instalación. Es por ello que este rango de tensión debe estar de acuerdo con la capacidad del inversor para seguir el punto de máxima potencia de los paneles.

Para este caso de estudio las temperaturas registradas en sitio se indican en la *tabla 3.4*

DATOS METEOROLÓGICOS			
MES	TEMP. PROM	TEMP. MAX	TEMP MIN
ENERO	19.27	28.5	9.5
FEBRERO	19.07	28.2	8.9
MARZO	19.45	28.5	11
ABRIL	18.64	29.2	2.5
MAYO	18.88	27.9	10.2
JUNIO	18.03	26.1	8.7
JULIO	17.10	25.5	3.2
AGOSTO	16.89	27.6	1.5
SEPTIEMBRE	17.52	26.4	2.9
OCTUBRE	19.02	28.2	8.2
NOVIEMBRE	19.30	30.1	5.9
DICIEMBRE	19.74	30.7	6.9

*Tabla 3. 4 Datos meteorológicos del emplazamiento “El Descanso”*

Con esta información se procede a calcular la temperatura máxima de la célula mediante la ecuación 3.3.

$$T_{\text{máx célula}} = T_{\text{amb máx}} + \frac{T_{\text{ONC}} - 20^{\circ}\text{C}}{800} * I$$

*Ecuación 3. 3*

En donde:

- TONC: es la temperatura de operación normal de célula especificada por el fabricante en la hoja de datos del panel.
- I: es la irradiancia en condiciones estándar de operación, la cual tiene un valor de  $1000 \text{ W/m}^2$ .
- Tamb máx: es la temperatura anual máxima ambiente del sitio.

$$T_{\text{máx célula}} = 30.7^{\circ}\text{C} + \frac{46^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}}{800 (\text{W/m}^2)} * 1000 (\text{W/m}^2) = 63.2^{\circ}\text{C}$$

Una vez obtenido el valor máximo de temperatura que puede afectar a la célula, se debe conocer como este repercute en la variación de tensión mediante el coeficiente  $\beta$  de temperatura a circuito abierto.

$$\beta = \frac{V_{OCpanel} * Coef_{temp OC}}{100}$$

*Ecuación 3. 4*

$$\beta = \frac{37.7V * 0.31(\%/^{\circ}K)}{100} = 0.117 V/^{\circ}K$$

En donde el valor de la tensión de circuito abierto del panel y el coeficiente de temperatura de circuito se especifican en la hoja de datos.

Con el coeficiente  $\beta$  y los parámetros del panel en condiciones estándar de medida (CEM o STC en inglés) se corrige los valores de tensión, para lo cual se describen las siguientes ecuaciones:

- Tensión máxima de circuito abierto que se da a temperatura ambiente mínima:

$$V_{OCmáx} = V_{OC(CEM)} + \beta * (T_{amb min} - 25)$$

*Ecuación 3. 5*

$$V_{OCmáx} = 37.7 + 0.117 V/^{\circ}K * (1.5^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 40.45V$$

- Tensión mínima de circuito abierto que sucede a temperatura máxima de operación de la célula alcanzada a temperatura ambiente máxima:

$$V_{OCmin} = V_{OC(CEM)} + \beta * (T_{máx celula} - 25^{\circ}C)$$

*Ecuación 3. 6*

$$V_{OCmin} = 37.7V + 0.117 V/^{\circ}K * (63.2^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 33.24V$$

- Tensión máxima en el punto de máxima potencia que ocurre a temperatura ambiente mínima:

$$V_{PMPmáx} = V_{PMP(CEM)} + \beta * (T_{amb min} - 25^{\circ}C)$$

*Ecuación 3. 7* *Ecuación 3 1*

$$V_{PMPm\acute{a}x} = 30.5V + 0.117 V/^{\circ}K * (1.5^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 33.25V$$

- Tensión mínima en el punto de máxima potencia cuando se alcanza a temperatura máxima de operación a temperatura ambiente máxima:

$$V_{PMPmin} = V_{PMP(CEM)} + \beta * (T_{m\acute{a}x\ celula} - 25)$$

*Ecuación 3. 8*

$$V_{PMPmin} = 30.5V + 0.117 V/^{\circ}K * (63.2^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 26.04V$$

- Tensión máxima de aislamiento, especificada por el fabricante.

Una vez corregidos los valores de tensión del panel en condiciones mínimas y máximas de operación, debemos calcular el rango de paneles a conectar en serie a la entrada del inversor.

### PANELES EN SERIE O STRINGS



*Ilustración 3. 6 Conformación de un String*

El número de paneles en serie mínimo a conectar en la entrada del inversor está definido por las tensiones DC mínima admisible por el inversor y mínima para seguir el punto de máxima potencia, por lo que es necesario calcular las dos y escoger el mayor resultado y redondearlo a su inmediato superior.

$$No. serie \geq \frac{V_{DC\ min\ inversor}}{V_{oc\ min\ panel}}$$

*Ecuación 3. 9*

$$No. serie \geq \frac{188V}{33.24V} = 5.65 \approx 6$$

$$No. serie \geq \frac{V_{PMP\ min\ inversor}}{V_{PMP\ min\ panel}}$$

*Ecuación 3. 10*

$$No. serie \geq \frac{450V}{26.04V} = 17.28 \approx 18$$

El número máximo de paneles en serie a conectar en la entrada del inversor está definido por las tensiones máximas DC admisible por el inversor, para seguir el punto de máxima potencia y la de los aislamientos, por lo que es necesario calcular las dos y escoger el mayor resultado y redondearlo a su inmediato inferior.

$$No. serie < \frac{V_{DC} \text{ máx inversor}}{V_{DC} \text{ máx panel}}$$

*Ecuación 3. 11*

$$No. serie < \frac{1000V}{40.45V} = 24.62$$

$$No. serie < \frac{V_{PMP} \text{ máx inversor}}{V_{PMP} \text{ máx panel}}$$

*Ecuación 3. 12*

$$No. serie < \frac{850V}{33.25V} = 25.57$$

$$No. serie < \frac{V_{Iso panel}}{V_{DC} \text{ máx panel}}$$

*Ecuación 3. 13*

$$No. serie < \frac{1000V}{40.45} = 24.72$$

En el cálculo del diseño se determinaron los rangos del número de paneles en serie y paralelo, esto da lugar que se den diferentes configuraciones de arreglos, los cuales entregaran diferentes potencias, para ello debemos tener en cuenta no superar la restricción de potencia máxima admitida por el inversor. La forma de calcular la potencia pico instalada en un inversor se define por la *ecuación 3.14*.

$$P_p \text{ instalada} = No. serie * No. paralelo * P_p \text{ panel}$$

*Ecuación 3. 14*



$$P_{p\text{ instalda}} = 18 * 124 * 250Wp = 1,116.00 kWp$$

### 3.5 Dimensionamiento del cableado

En un sistema fotovoltaico conectado a la Red (SFCR) se debe dimensionar el conductor necesario para reducir las pérdidas tanto en la etapa de CC como de CA. El dimensionamiento del cableado debe estar sujeto a las siguientes condiciones [8]:

- Tensión no disruptiva: generalmente los equipos fotovoltaicos están diseñados para un nivel de tensión máximo de 1000 V, tensión que la mayoría de conductores soporta (Manual Técnico).
- Corriente máxima de conducción: La capacidad de un conductor de soportar una corriente es directamente proporcional a su sección transversal. Es por esto que los conductores deben estar dimensionados para soportar corrientes de cortocircuito y de falla a tierra, para las etapas de CC y CA<sup>20</sup>.
- Caídas de tensión: Definir un nivel máximo de caídas de tensión en el sistema permitirá a su vez dimensionar la sección transversal del conductor en CC con la ecuación 3.15 y ecuación 3.16, y en CA con la ecuación 3.17. Para nuestro caso se ha determinado unas caídas de tensión no mayores al 1 % en cada etapa.

$$S_{min;string} = \frac{2 * L_{string} * I_{PMPm\acute{a}x}}{\Delta V_{string} * No_{.serie} * V_{DCm\acute{a}x. panel} * \sigma}$$

*Ecuación 3. 15*

Para el sistema colector en CC:

$$S_{min;colector} = \frac{2 * L_{colector} * No_{.paralelo} * I_{PMPm\acute{a}x}}{\Delta V_{string} * No_{.serie} * V_{DCm\acute{a}x. panel} * \sigma}$$

*Ecuación 3. 16*

<sup>20</sup> Norma IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories.

Para la etapa de CA:

$$S_{m;CA} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{max}inversor * \cos\varphi}{\Delta V_{CA} V_{CA}inversor * \sigma}$$

*Ecuación 3. 17*

### 3.6 Dimensionamiento del transformador

Generalmente, en centrales eléctricas convencionales se define la potencia de la subestación de transformación por la potencia nominal de la planta. Para el caso de centrales eléctricas a partir de fuentes renovables no convencionales, se puede optar por un dimensionamiento del transformador que requiere una tarea más compleja de cálculo, en donde se evalúa el recurso energético mediante un histograma de frecuencias que permita determinar la probabilidad de ocurrencia de la máxima potencia que puede entregar la planta para cada hora del día, con el fin de dimensionar el transformador pudiendo sobrecargarse por cortos intervalos de tiempo dentro de los límites de corriente y temperatura permitidos según la norma<sup>21</sup>. Por estas razones una potencia menor del transformador que la potencia nominal de la planta implicará una reducción de costos relacionados a este equipo. En esta fase, teniendo en cuenta que se trata de un pre-diseño, se puede tomar la potencia nominal del transformador igual a la potencia nominal de la planta, sin embargo se presenta a continuación el proceso de cálculo de dimensionamiento de este equipo:

- Potencia máxima promedio diaria: como es de suponerse, la máxima potencia de radiación solar que recibe la planta es alrededor del mediodía. Con los valores medidos durante este tiempo podemos determinar la potencia promedio durante el día típico mensual y anual.
- Cálculo de envejecimiento y pérdida de vida útil: Para calcular cuánto puede sobrecargarse un transformador se recurre a la metodología para determinar el envejecimiento y pérdida de vida útil en transformadores sumergidos en aceite a partir de la ecuación 3.18.

<sup>21</sup> Norma IEC 60354: Loading guide for oil-immersed power transformers

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{br} \left[ \frac{1 + RK^2}{1 + R} \right]^x + Hg_r K^y$$

*Ecuación 3. 18*

Donde los valores típicos para la ecuación 3.18 son:

- Exponente del aceite:  $x = 0.9$
- Exponente del devanado:  $y = 1.6$
- Coeficiente de pérdidas:  $R = 6$
- Temperatura ambiente [°C]:  $\theta_a$
- Temperatura del aceite en un punto inferior [°C]:  $\Delta\theta_{br} = 34^\circ\text{C}$
- Gradiente de temperatura entre el punto caliente y la del aceite en el punto superior:  $Hg_r = 26^\circ\text{C}$

La variable K se define como:

$$K = \frac{P/\cos\phi}{S_n}$$

*Ecuación 3. 19*

En donde:

- La potencia generada por la central es P
- El factor de potencia del transformador  $\cos\phi$
- Y  $S_n$  la potencia nominal del transformador

Con estas ecuaciones podemos calcular el envejecimiento “V”, para el periodo en el que la planta entrega la máxima potencia, y para las demás de horas al año.

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6}$$

*Ecuación 3. 20*

$$L = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V * t$$

*Ecuación 3. 21*

La pérdida de vida útil del transformador viene dada por la ecuación 3.21 en donde  $N$  es igual a 8760 y  $t$  el tiempo en horas de cada periodo, el resultado favorable será el número menor a 1 que más se aproxime. Finalmente se deberá corregir estos valores por la sobrecarga y temperatura máxima de funcionamiento, que se encuentran en tablas de la misma norma y seleccionar la potencia del transformador cuyo valor de  $L$  se mantenga menor que 1 y que más se aproxime.

Además del transformador como tal, la estación de transformación deberá estar compuesta por elementos de medición, protección, corte y maniobra.

### **3.7 Descripción de los equipos de medición, control, protección, corte y maniobra**

Como en cualquier central de generación moderna, el SFCR de este estudio no es la excepción y se necesitan dispositivos que nos ayuden a monitorear su funcionamiento durante todo momento, por lo que es necesario contar con sistemas computacionales y dispositivos de comunicación. De la misma manera todo sistema eléctrico necesita ser seguro y estar protegido ante distintos fallos que se puedan presentar durante la operación y producción de la planta. A continuación se describen brevemente.

- *Tableros*: Para la organización de los instrumentos de medida, protección así como empalmes y terminales de conductores.
- *Medidor de energía comercial*: Que es necesario para contar la energía producida que se inyecta a la red.
- *SCADA (supervisión control y adquisición de datos)*: Es el software necesario para la vigilancia del funcionamiento de la planta, que a su vez necesita de un sistema de *comunicaciones* y un *servidor* para almacenamiento de datos.
- *Transformadores de medición*: Los transformadores de corriente y potencial tienen a su vez doble núcleo (uno para protección y otro para medida) cuya función principal es censar la energía que se inyecta a la red y su función secundaria es de censar las perturbaciones en la red.

- *Relé de protección:* Para configurar las protecciones necesarias para el salvaguardar al personal y equipos del SFCR.
- *Equipos de corte y maniobra:* como *seccionadores fusibles e interruptores*, que se encuentran tanto en los diferentes tableros de protección de CC y CA, distribuidos en la instalación y en la estación de transformación respectivamente.

### **3.8 Resultados del dimensionamiento para las diferentes alternativas**

Mediante una hoja de Excel, se ingresó las ecuaciones descritas anteriormente para realizar los diseños con cada uno de los equipos seleccionados, de lo cual se obtuvo 16 configuraciones posibles a partir de los paneles e inversores previamente seleccionados. Los resultados de los cálculos se encuentran especificados en el Anexo 3. Cada configuración se seleccionó a partir del aprovechamiento máximo de la potencia nominal de entrada del inversor. De los resultados que se exponen en la *tabla 3.5*, se puede notar que, a pesar de que las características técnicas de los paneles son muy similares, las configuraciones del sistema varían, por tanto, se debe escoger la más conveniente, con lo que hasta este punto se puede descartar las opciones en las que no se aprovecha la capacidad de potencia de entrada del inversor.

TIPO DE INVERSOR	POTENCIA INVERSOR (W)	POT. PANEL (W)	No. DE INVERSORES	No. PANELES	AREA EFECTIVA (m <sup>2</sup> )	POT. INSTALADA (W)
SMA T20000	20,000	a) 250	50	4,000	6,640	1,000,000
	20,000	b) 240	52	4,160	6,822	998,400
	20,000	c) 250	50	4,000	6,560	1,000,000
	20,000	d) 320	52	3,120	6,833	998,400
ABB 20000	20,000	a) 250	58	4,002	6,643	1,000,500
	20,000	b) 240	58	4,176	6,849	1,002,240
	20,000	c) 250	56	4,032	6,612	1,008,000
	20,000	d) 320	52	3,132	6,859	1,002,240
SMA C500	500,000	a) 250	2	4,464	7,410	1,116,000
	500,000	b) 240	2	4,598	7,541	1,103,520
	500,000	c) 250	2	4,464	7,321	1,116,000
	500,000	d) 320	2	3,492	7,647	1,117,440
ABB 200	200,000	a) 250	5	4,180	6,939	1,045,000
	200,000	b) 240	5	4,275	7,011	1,026,000
	200,000	c) 250	5	4,180	6,855	1,045,000
	200,000	d) 320	5	3,230	7,074	1,033,600

*Tabla 3. 5 Alternativas de dimensionamiento para el SFCR*

La selección de cuales alternativas son las más convenientes, involucra diversos factores tanto técnicos como económicos. Ya que el objetivo principal en una planta de generación eléctrica es la venta de energía, se diseña conforme al máximo beneficio energético al menor costo de inversión posible. Debido a esto se debe calcular la producción energética de las diferentes alternativas de diseño y determinar el dimensionamiento óptimo para el sistema fotovoltaico.

Muchas veces se puede tomar la decisión en función de la configuración que aproveche mejor la capacidad del inversor con una menor área efectiva, cuando se tiene una extensión de terreno reducida, considerando que además del espacio que ocupan los paneles, debe a su vez existir espacios entre strings para el sistema de drenaje, circulación de personal para mantenimiento y evitar sombras entre los paneles.

### 3.9 Pre-diseño del SFCR mediante software

Podemos verificar la configuración del pre-diseño de ejemplo mediante el programa *PVsyst V5.55 Demo* y *Sunny desing 3.0* del fabricante de inversores SMA. Para trabajar con estos programas debemos ingresar los datos meteorológicos propios de las mediciones en sitio correspondientes, luego tenemos que configurar la orientación de los paneles (su inclinación y acimut<sup>22</sup>). Este programa cuenta con una base de datos bastante amplia, en la que constan modelos de paneles e inversores de distintos fabricantes, de modo que se tiene que seleccionar el panel e inversor, y los programas calculan las configuraciones posibles. El usuario tiene la posibilidad de cambiar las configuraciones dentro de un rango permitido, si está fuera del rango una advertencia indicará que se debe cambiar la configuración. En las ilustraciones 3.7 a 3.10 se muestran la captura de pantalla con la configuración de paneles e inversor, las cuales indican que el pre-diseño está correctamente dimensionado.

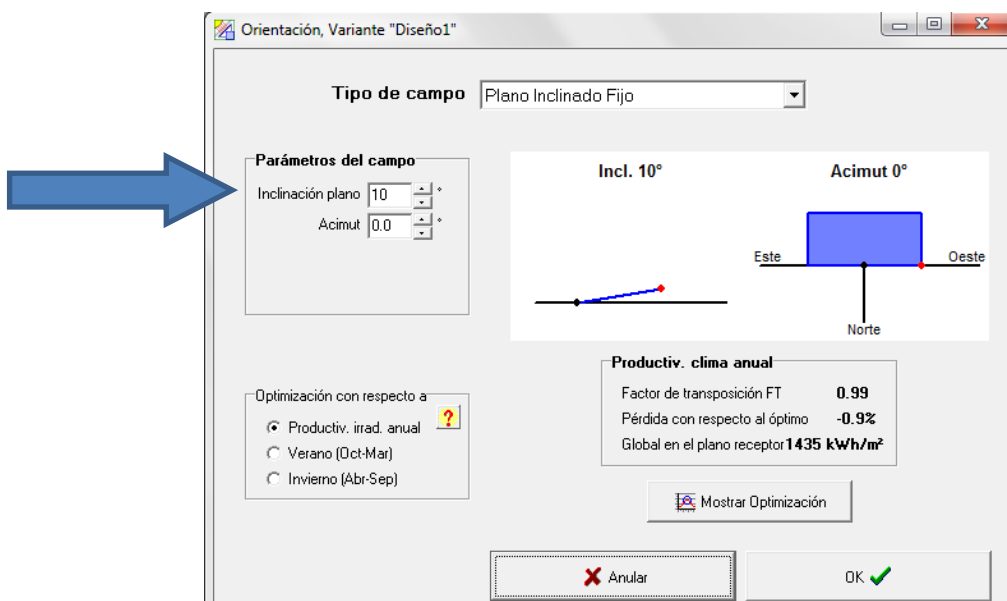


Ilustración 3. 7 Ventana de orientación del panel FV PVsyst V5.55 Demo

<sup>22</sup> Angulo que forma el meridiano de referencia (norte) y una línea entre el observador y el punto de interés previsto en el mismo plano que la dirección de referencia. <https://es.m.wikipedia.org/wiki/Acimut>

Definición de un sistema red, Variante "Diseño1"

**Configuración global sistema**

1 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

**Resumen sistema global**

N° de módulos	2232	Potencia nominal FV	558 kWp
Superficie módulos	3653 m²	Potencia máxima FV	570 kWdc
N° de inversores	1	Potencia nominal CA	500 kWac


**Sistema Homogéneo**

**Ayuda al Dimensionado**

☐ No Sizing ☒ Entrar Pnom deseada 559.0 kWp, ... o superficie disponible 3660 m²

**Selección del módulo FV**


Lista módulos por: ☒ Potencia ☐ Tecnología ☐ Fabricante Todos los módulos

250 Wp 26V Si-poly JKM 250P-60 Jinkosolar Manufacturer 20° 

Módulos aprox. necesarios 2236 Tensiones de dimensionado:  $T_c$  26.4 V  
Voc (-10°C) 41.8 V

**Selección del inversor**

Lista inversores por: ☒ Potencia ☐ Tensión (máx) ☐ Fabricante Todos los inversores

500 kW 430 - 820 V 50/60 Hz Sunny Central 500CP SMA 

N° de inversores 1 ☐ Tensión Funciona.: 430-820 V Pglobal inversor 500 kWac  
Tensión máx de entrada: 1000 V



**Diseño del generador FV**

**N° de módulos y cadenas**

Mód. en serie 18 ☐ Ver condiciones entre 17 y 23  
N° de cadenas 124 ☒ entre 111 y 124

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	475 V
Vmpp (20°C)	562 V
Voc (-10°C)	753 V

Perdida sobrecarg: 0.0 %  

Relación Pnom 1.12

Irradiancia plano 1000 W/m² ☐ Máx. en bases ☒ STC

Imp (STC)	1016 A	Pmáx en funcionamiento	504 kW
Isc (STC)	1114 A	en 1000 W/m² y 50°C	

N° módulos 2232 Superficie 3653 m²

Isc (en STC) 1097 A Potencia nom generador 51558 kWp






 Necesidades usuarios  Pérdidas detalladas  Anular  OK

Ilustración 3. 8 Configuración de paneles e inversores con PVsyst V5.55 Demo

Generadores FV

Nombre	Fabricante/módulo FV	Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 1	JinkoSolar Holding Co., Ltd. JKM-250P-60 (01/2014)	4464 módulos FV 1,12 MWp	 180 ° 10 °


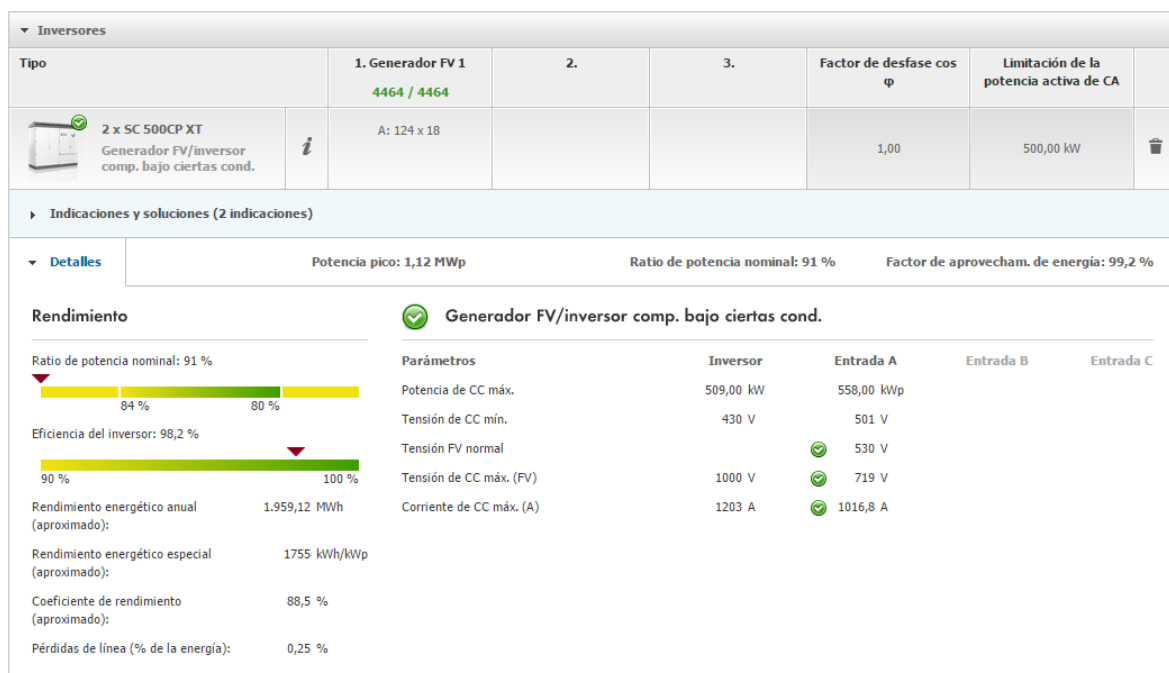
 Añadir un generador

Ilustración 3. 9 Ventana de orientación del panel FV Sunny Desing 3.0





*Ilustración 3. 10 Configuración de paneles e inversores con Sunny Desing 3.0*

### 3.10 Determinación de la producción energética

Pronosticar la energía que el sistema fotovoltaico puede producir una vez construido es una tarea muy delicada, el procedimiento aquí utilizado está descrito en el Manual Técnico “Instalación de plantas solares en terrenos marginales” [9]. En términos generales, la energía producida por un sistema FV corresponde a la ecuación 3.22. Ya que las pruebas de los fabricantes se realizan bajo condiciones estándar de medida (CEM)<sup>23</sup> en los laboratorios, bajo condiciones reales de funcionamiento en el emplazamiento, el rendimiento total de la instalación se ve afectado.

$$E = P_m * HSP * \eta$$

*Ecuación 3. 22*

- $P_m$  es la potencia máxima instalada.
- $HSP$  es el tiempo equivalente en condiciones de irradiancia ideales.
- $\eta$  es la eficiencia del sistema.

<sup>23</sup> Condiciones Estándar de Medida (CEM o también conocida como STC):  $I=1000\text{W/m}^2$ ,  $T=25^\circ\text{C}$ ,  $AM=1.5$

La producción energética de un sistema fotovoltaico además del correcto dimensionamiento de sus equipos, depende de condiciones relacionadas con las características propias de la instalación y pérdidas en los equipos debido a diversos factores. Para evaluar la eficiencia de la instalación el coeficiente de rendimiento “PR” (performance ratio en inglés)<sup>24</sup> se establece a partir de la relación entre la energía neta inyectada a la red y la energía calculada para las condiciones ideales como se muestra en la *ecuación 3.21*.

$$\eta = PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

### *Ecuación 3. 23*

- $Y_F$  es la relación entre energía real inyectada a la red AC y la potencia pico de la instalación.
- $Y_R$  es la relación entre la producción energética ideal bajo CEM y el área neta que ocupa el sistema (estimación de energía conectada a la red).

A partir de datos experimentales de sistemas en funcionamiento se estima que el PR es la suma de todas las pérdidas que se dan en la producción. Las más comunes se describen a continuación [9]:

- Angulares y de orientación: Debido a la inclinación de los paneles y su ubicación, que están en el orden de un 4 %.
- Mismatch: Aunque los paneles FV sean del mismo modelo, pueden tener potencias levemente diferentes, se considera un 3 % por pérdidas de este tipo.
- Suciedad y polvo: característico de la ubicación del sitio se da por la acumulación de polvo, hollín, excremento de aves, hojas secas, etc. Con un mantenimiento adecuado se puede reducir las pérdidas de este tipo alrededor de 2 % a 4 %. Para nuestra estimación, tenemos en cuenta 3 %

---

<sup>24</sup> IEC Estándar 61724, fotovoltaic system performance monitoring – guideline for measurement, data Exchange and analysis, 1993.

de pérdidas de este tipo considerando una limpieza periódica de los paneles.

- Inversor: Estos equipos tienen pérdidas de entre valores de 2 % y 3 % para los más eficientes.
- Cableado: son pérdidas por efecto Joule característico de todos los circuitos eléctricos. Se procura dimensionar los diferentes tipos de conductores para que no sobrepasen del 2 % en pérdidas.
- Transformador: las pérdidas típicas en un transformador de potencia es del orden del 5 %.
- Seguimiento del PMP: los inversores están diseñados para que den seguimiento al punto de máxima potencia del generador FV y utilizan diferentes algoritmos dependiendo del fabricante, por esta razón se pueden tener pérdidas de un 4 % o 6 % adicionales dependiendo de las condiciones climáticas.

Para definir el PR el presente caso y en referencia a las pérdidas descritas, para la ubicación del sitio “El Descanso” se establecieron, a criterio del autor, los valores en la tabla 3.6.

TIPO DE PÉRDIDAS	VALOR
ANGULARES Y ORIENTACIÓN	3%
MISMATCH	3%
POLVO Y SUCIEDAD	4%
INVERSOR	3%
CABLEADO	1%
TRANSFORMADOR	5%
SEGUIMIENTO PMP	2%
TOTAL DE PÉRDIDAS	21%
VALOR PR	79%

*Tabla 3. 6 Porcentajes de pérdidas del sistema y valor de PR*

Una vez determinado el coeficiente de rendimiento PR debemos recurrir un artificio matemático que servirá para obtener el valor del tiempo en la ecuación 3.22, que se denomina HSP (horas solares pico) o HES (horas equivalentes

solares), y se define como el tiempo hipotético en horas en el que el panel recibe un nivel de irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

HORARIO	RADIACIÓN SOLAR $\text{W.h/m}^2$												Promedio Anual
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
5:00-6:00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,14	0,79	1,34	0,35	0,22
6:00-7:00	18,36	13,79	15,12	21,45	22,21	17,61	12,61	15,25	24,43	37,27	46,00	38,10	23,52
7:00-8:00	123,86	105,94	107,34	136,34	124,58	120,98	107,17	101,29	158,52	158,55	187,35	173,73	133,80
8:00-9:00	270,90	271,31	271,66	312,05	260,10	226,67	217,29	209,96	305,65	305,76	403,86	346,68	283,49
9:00-10:00	414,63	409,14	443,26	435,32	412,87	388,75	351,50	349,64	421,11	491,71	606,33	523,79	437,34
10:00-11:00	510,87	544,46	559,37	472,13	532,29	506,66	465,74	434,95	512,52	556,45	685,85	626,48	533,98
11:00-12:00	611,44	631,64	577,15	514,62	552,96	636,79	566,19	474,94	548,70	631,19	729,86	719,44	599,58
12:00-13:00	646,45	628,02	598,05	552,11	522,03	665,80	577,17	497,57	542,77	623,84	704,82	722,43	606,76
13:00-14:00	635,12	608,79	538,27	554,04	510,94	604,78	538,71	456,79	518,17	494,96	614,59	639,46	559,55
14:00-15:00	493,51	514,71	426,49	466,90	428,62	481,03	422,30	372,47	394,53	368,10	423,84	495,15	440,64
15:00-16:00	336,91	367,92	259,00	343,88	347,27	318,39	318,43	251,07	283,01	226,44	234,00	341,02	302,28
16:00-17:00	175,34	226,33	140,39	216,25	167,35	180,81	163,20	147,48	164,29	115,80	109,10	169,69	164,67
17:00-18:00	55,19	73,20	40,62	43,99	25,26	27,10	31,16	32,60	25,87	17,34	19,66	40,31	36,02
18:00-19:00	1,91	3,65	1,41	0,46	0,18	0,25	0,42	0,44	0,19	0,02	0,10	0,69	0,81
TOTAL	4294,50	4398,89	3978,11	4069,54	3906,67	4175,61	3771,87	3344,45	3899,91	4028,23	4766,68	4837,34	4122,65

Tabla 3. 7 Datos horarios de irradiancia solar en  $\text{kW.h/m}^2$  medidos por ELECAUSTRO S.A.

La información de la irradiancia diaria registrada por la estación meteorología de “El Descanso”, ha sido facilitada por la Empresa ELEAUSTRO S.A. Con ésta se realiza un promedio y determinar el “día típico mensual”. Para establecer las HSP necesitamos conocer los valores de irradiación en el sitio especificados en la tabla 3.7 y realizar el siguiente cálculo.

$$E_1 = A_1 = \int_{0H00}^{24H00} P(t) * dt$$

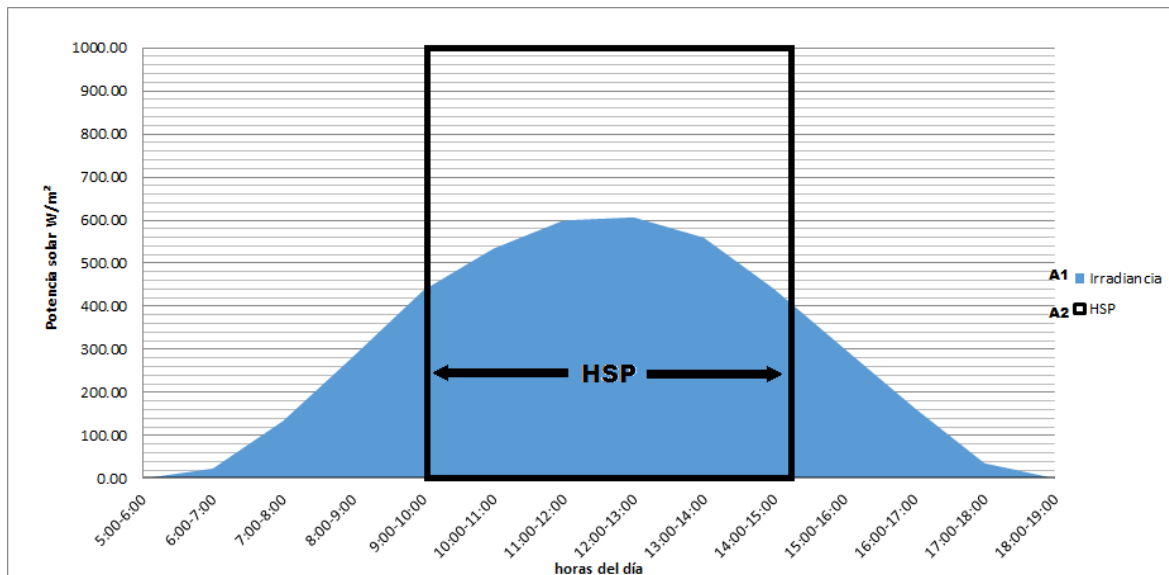
Ecuación 3. 24

$$A_2 = 1000 \text{ W/m}^2 * HSP$$

Ecuación 3. 25

La energía registrada debe ser igual a la energía en la cual se recibe una potencia de  $1000 \text{ W/m}^2$  por un tiempo desconocido que corresponde a las HSP, las cuales debemos calcular. En la ilustración 3.11 se muestra la curva de la potencia solar

típica diaria en “El Descanso”, obtenida mediante el procesamiento de los datos para el estudio de prefactibilidad del proyecto Fotovoltaico “El Descanso”.



*Ilustración 3. 11 Potencia Solar Típica diaria en “El Descanso”*

$$A_1 = A_2$$

*Ecuación 3. 26*

Como las dos áreas (energías) deben ser las mismas tenemos que la energía “E1” queda expresada en la *ecuación 3.27*.

$$E_1 = 1000 \text{ W/m}^2 * HSP$$

*Ecuación 3. 27*

De tal forma despejando tenemos la *ecuación 3.27* obteniendo el HSP para el cálculo energético.

$$HSP = \frac{E_1 [kW \cdot h/m^2]}{1000 \text{ W/m}^2}$$

*Ecuación 3. 28*

Los resultados para el valor del HSP de cada mes se muestran en la tabla 3.8.

MES	HSP [hrs]/día	HSP [hrs]/mes
Enero	4.29	133.13
Febrero	4.40	123.17
Marzo	3.98	123.32
Abril	4.07	122.09
Mayo	3.91	121.11
Junio	4.18	125.27
Julio	3.77	116.93
Agosto	3.34	103.68
Septiembre	3.90	117.00
Octubre	4.03	124.88
Noviembre	4.77	143.00
Diciembre	4.84	149.96
Total Anual	4.12	1503.52

*Tabla 3. 8 Valores de HSP*

Finalmente se debe ajustar la potencia pico del panel a las condiciones de temperatura del sitio, para lo cual se considera la máxima temperatura ambiente anual, ya que ésta produce las mayores pérdidas. De la *ecuación 3.3* corregimos el valor de temperatura quedando la *ecuación 3.29* y con la *ecuación 3.30* determinamos el valor final del rendimiento PR [9].

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20^{\circ}\text{C}}{800} * I$$

*Ecuación 3. 29*

$$PR = PR^* - [\delta(T_c - T_c^*)]$$

*Ecuación 3. 30*

En donde:

- $T_c$  es la temperatura de la célula
- $T_a$  es la temperatura ambiente promedio
- $TONC$  es la temperatura de operación normal de la célula, especificada por el fabricante
- $I$  es el nivel de irradiancia  $\text{W/m}^2$ .

- $PR^*$  es el coeficiente de rendimiento.
- $PR$  es el coeficiente de rendimiento.
- $\delta$  es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia, que debe estar especificado en la hoja de datos.
- $T_c^*$  es la temperatura de la célula en CEM ( $25^{\circ}C$ ).

En la tabla 3.9 se muestran los valores del  $PR$  para los distintos meses de año.

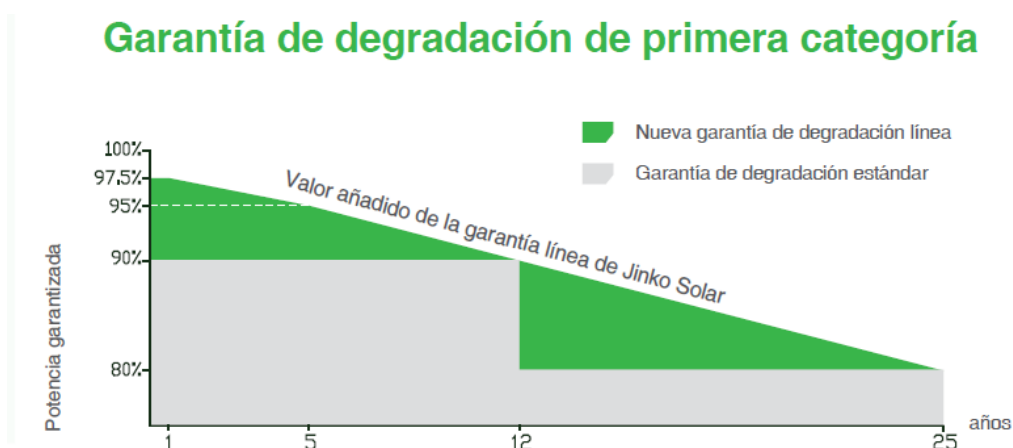
MES	TEMPERATURA ( $^{\circ}C$ )	IRRADIANCIA GLOBAL $W/m^2$	TEMP. CÉLULA ( $^{\circ}C$ )	PÉRDIDAS	PR
ENERO	19.27	357.80	30.45	2.2%	0.768
FEBRERO	19.07	366.57	30.53	2.3%	0.767
MARZO	19.45	331.50	29.81	2.0%	0.770
ABRIL	18.64	339.13	29.24	1.7%	0.773
MAYO	18.88	325.55	29.05	1.7%	0.773
JUNIO	18.03	347.96	28.90	1.6%	0.774
JULIO	17.10	314.32	26.92	0.8%	0.782
AGOSTO	16.89	278.70	25.60	0.2%	0.788
SEPTIEMBRE	17.52	324.99	27.68	1.1%	0.779
OCTUBRE	19.02	335.60	29.51	1.8%	0.772
NOVIEMBRE	19.30	397.22	31.71	2.8%	0.762
DICIEMBRE	19.74	403.12	32.34	3.0%	0.760

*Tabla 3. 9 PR mensual afectado por la temperatura*

MES	PR	HSP [hrs]/mes	ENERGÍA (kW.h)
ENERO	0.768	133.130	114,049.88
FEBRERO	0.767	123.169	105,476.33
MARZO	0.770	123.322	106,009.54
ABRIL	0.773	122.086	105,267.18
MAYO	0.773	121.107	104,528.59
JUNIO	0.774	125.268	108,206.54
JULIO	0.782	116.928	102,059.18
AGOSTO	0.788	103.678	91,120.06
SEPTIEMBRE	0.779	116.997	101,716.77
OCTUBRE	0.772	124.875	107,517.76
NOVIEMBRE	0.762	143.001	121,684.81
DICIEMBRE	0.760	149.958	127,173.05
TOTAL PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA			1,294,809.70

*Tabla 3. 10 Producción energética mensual y anual*

Con los cálculos realizados podemos determinar la producción energética del sistema solar con la *ecuación 3.18*. Al pasar el tiempo el rendimiento de los paneles disminuye, la mayoría de fabricantes garantizan una degradación del rendimiento constante para 25 años, este deterioro suele ser lineal como lo indica la ilustración 3.12.



*Ilustración 3. 12 Curva de degradación para paneles Jinko JKM250P Fuente: Hoja de datos del fabricante, Anexo 2.*



Para calcular la energía correspondiente a cada año se ajusta los valores proporcionalmente a la curva del fabricante. En la tabla 3.11 se muestran los valores porcentuales de degradación correspondientes a los paneles Jinko JKM 250P, en la configuración respectiva al inversor SMA CS500CP de 500kW.

PANEL JINKO JKM250P		ENERGÍA [kW.h]
AÑO	DEGRADACIÓN	INVERSOR 500kW [SC500CP]
1	100.0%	1,294,810
2	98.4%	1,274,093
3	97.6%	1,263,734
4	96.8%	1,253,376
5	96.0%	1,243,017
6	95.2%	1,232,659
7	94.4%	1,222,300
8	93.6%	1,211,942
9	92.8%	1,201,583
10	92.0%	1,191,225
11	91.2%	1,180,866
12	90.4%	1,170,508
13	89.6%	1,160,149
14	88.8%	1,149,791
15	88.0%	1,139,433
16	87.2%	1,129,074
17	86.4%	1,118,716
18	85.6%	1,108,357
19	84.8%	1,097,999
20	84.0%	1,087,640
21	83.2%	1,077,282
22	82.4%	1,066,923
23	81.6%	1,056,565
24	80.8%	1,046,206
25	80.0%	1,035,848
TOTAL [kW.h]		29,014,096

*Tabla 3. 11 Degradación porcentual anual para paneles Jinko JKM250P*

De esta forma se calculó también para los diferentes paneles en el lapso de 25 años, considerando su respectiva degradación. Los resultados se detallan en la *tabla 3.12*.

TIPO DE INVERSOR	POTENCIA INVERSOR (W)	POT. PANEL (W)	No. DE INVERSORES	No. PANELES	AREA EFECTIVA (m <sup>2</sup> )	POT. INSTALADA (W)	ENERGIA NETA MW.h (25AÑOS)	COSTO PANELES (USD)	COSTO INVERSORES (USD)	USD/kW.h	USD/kWp
SMA T20000	20,000	250	50	4,000	6,640	1,000,000	25,825	\$ 700,000.00	\$ 197,178.30	\$ 0.03	\$ 897.18
	20,000	240	52	4,160	6,822	998,400	25,847	\$ 619,008.00	\$ 205,065.43	\$ 0.032	\$ 825.39
	20,000	250	50	4,000	6,560	1,000,000	25,998	\$ 620,000.00	\$ 197,178.30	\$ 0.031	\$ 817.18
	20,000	320	52	3,120	6,833	998,400	24,899	\$ 619,008.00	\$ 205,065.43	\$ 0.033	\$ 825.39
ABB 20000	20,000	250	58	4,002	6,643	1,000,500	26,031	\$ 700,350.00	\$ 230,724.00	\$ 0.036	\$ 930.61
	20,000	240	58	4,176	6,849	1,002,240	25,947	\$ 621,388.80	\$ 230,724.00	\$ 0.033	\$ 850.21
	20,000	250	56	4,032	6,612	1,008,000	26,206	\$ 624,960.00	\$ 222,768.00	\$ 0.032	\$ 841.00
	20,000	320	52	3,132	6,859	1,002,240	24,995	\$ 621,388.80	\$ 206,856.00	\$ 0.033	\$ 826.39
SMA C500	500,000	250	2	4,464	7,410	1,116,000	28,820	\$ 781,200.00	\$ 165,643.05	\$ 0.033	\$ 848.43
	500,000	240	2	4,598	7,541	1,103,520	28,569	\$ 684,182.40	\$ 165,643.05	\$ 0.030	\$ 770.10
	500,000	250	2	4,464	7,321	1,116,000	29,014	\$ 691,920.00	\$ 165,643.05	\$ 0.030	\$ 768.43
	500,000	320	2	3,492	7,647	1,117,440	27,868	\$ 692,812.80	\$ 165,643.05	\$ 0.031	\$ 768.23
ABB 200	200,000	250	5	4,180	6,939	1,045,000	26,987	\$ 731,500.00	\$ 187,109.15	\$ 0.034	\$ 879.05
	200,000	240	5	4,275	7,011	1,026,000	27,669	\$ 636,120.00	\$ 187,109.15	\$ 0.030	\$ 802.37
	200,000	250	5	4,180	6,855	1,045,000	27,168	\$ 647,900.00	\$ 187,109.15	\$ 0.031	\$ 799.05
	200,000	320	5	3,230	7,074	1,033,600	25,777	\$ 640,832.00	\$ 187,109.15	\$ 0.032	\$ 801.03

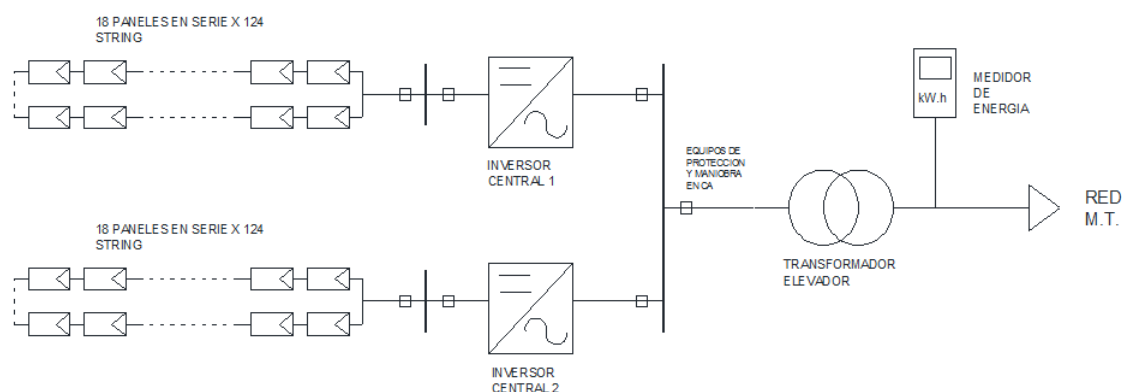
*Tabla 3. 12 Alternativas de diseño con la producción energética acumulada para 25 años*

Hasta este punto se ha desarrollado varias alternativas en cuanto al pre-diseño del SFCR. Para identificar cuál de ellas presenta adecuadas características técnicas y económicas, se recurre a criterios esenciales como:

- Los paneles policristalinos tienen un costo menor por vatio pico USD/Wp
- En la generación eléctrica se busca obtener el mayor beneficio por la venta de energía.
- En plantas fotovoltaicas medianas y grandes en las cuales se tiene una sola orientación para los paneles, los inversores centrales son una opción muy conveniente, por su alta eficiencia, simplicidad y menor costo [10].

Considerando estos criterios y en vista que el panel monocristalino ISF 250 Black elegido inicialmente, tiene un rendimiento energético por debajo de del panel Jinko JKM250P, se puede escoger el diseño con estos paneles que conjuntamente con el inversor SMA SC500CP, que producen la mayor cantidad de energía en el tiempo. Además se muestra en la tabla 3.12 que esta configuración tiene el menor precio en USD/kW pico y en USD/kW.h, nos servirá para establecer los costos de inversión inicial del proyecto.

*“La alternativa de diseño escogida contiene 4464 paneles policristalinos de 250 Wp y dos inversores centrales de 500 kW, alcanzando una potencia pico instalada de 1,116 MWp”. (Ver ilustración 3.13)*



*Ilustración 3. 13 Diagrama unifilar del SFCR.*

Como una alternativa al procedimiento de cálculo previamente expuesto, se puede optar por una herramienta de software, lo que permitirá en este caso de ejemplo, comprobar la configuración de los paneles e inversores. Es necesario mencionar en cuanto al dimensionamiento de un SFCR, estos programas trabajan con una extensa base de datos de las características técnicas de equipos como inversores y paneles, también cuentan con una base de datos meteorológica. Sin embargo, para el caso de Ecuador es muy escasa la información, reduciéndola a las ciudades principales como Quito y Guayaquil, habiendo que crear nuevos registros con los datos de las mediciones en sitio.

Para el desarrollo del pre-diseño mediante software se ha utilizado el programa *PVsyst V5.55 Demo*, con el que se comprobó la configuración de paneles e inversores, ingresando los valores de las mediciones de la estación de “El Descanso”. Los resultados del dimensionamiento manual y a través de software se muestran en la *tabla 3.13*.

COMPROBACIÓN DEL PRE-DISEÑO		
CÁLCULO	MANUAL	SOFTWARE
PANELES	4,464	4,464
INVERSORES	2	2
POTENCIA [kW]	1,116	1,116
PR	77.2%	78.6%
MW.h/año	1,294	1,261

*Tabla 3. 13 Comparación del pre-diseño manual vs software*

De la comparación realizada entre estos dos procedimientos, podemos notar que la configuración del sistema coincide con el propuesto mediante cálculos manuales, sin embargo existe una pequeña diferencia entre los valores del PR y en la producción de energía anual estimada manualmente y el calculado en el programa; que se debe básicamente a las consideraciones de pérdidas asumidas y en la estimación del rendimiento energético. El reporte completo del pre-diseño en el programa *PVsyst 5.0 Demo* se encuentra en el *Anexo 3*.

### 3.11 Comparación del rendimiento energético del SFCR entre costa y sierra mediante software.

Mediante el programa *PVsyst 5.0 Demo* se pudo estimar, a modo de comparación, el rendimiento energético para la alternativa de pre-diseño seleccionada con los datos meteorológicos de Quito y Guayaquil, en donde las condiciones climáticas así como de radiación solar difieren de la locación “El Descanso”. Los reportes completos de estos diseños se muestran en el *Anexo 3*, mientras que el PR respectivo y energía anual se encuentran en la tabla 3.14.

COMPROBACIÓN DEL PRE-DISEÑO SOFTWARE			
CÁLCULO	EL DESCANSO	GUAYAQUIL	QUITO
PANELES	4,464	4,464	4,464
INVERSORES	2	2	2
POTENCIA [kW]	1,116	1,116	1,116
PR	78.6%	75.4%	80.3%
MW.h/año	1,261	1,358	1,637
F. de Planta	0.13	0.14	0.17

*Tabla 3. 14 Comparación resultados del rendimiento energético del SFCR.*



Como es esperado, las condiciones meteorológicas alteran el coeficiente de rendimiento y por ende la producción del sistema fotovoltaico, por lo que la ubicación cuyos niveles de insolación sean buenos, se vuelve un factor importante a tomar en cuenta para la implantación.

En el siguiente capítulo se hace una estimación de costos de los principales elementos para poner en marcha un SFCR.

## CAPITULO 4

### ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN, ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN & MANTENIMIENTO

#### 4.1 Introducción

En este capítulo se estima, en relación a las características del pre-diseño del SFCR establecido, los principales costos de inversión para la etapa de construcción, los costos de operación y mantenimiento como también los costos administrativos necesarios para el funcionamiento de la central.

Los precios que a continuación se detallan han sido obtenidos mediante cotizaciones a fabricantes, distribuidores y asesores comerciales. Los equipos principales, como paneles, inversores y estructuras fueron cotizados a través de fabricantes y distribuidores europeos en euros por vatio (€/W); y para la descripción de los mismos se ha referenciado todos los costos en dólares por vatio (USD/W) a una tasa de cambio de 1.1065 €/€<sup>25</sup>. Finalmente se realizó un cálculo de importación para estimar los costos totales de los equipos incluyendo impuestos, aranceles, transporte, etc., con la finalidad de obtener una aproximación mayor y reducir así la incertidumbre al momento de establecer capital destinado para imprevistos.

Al final de este capítulo se presenta un resumen con los costos totales de la inversión, operación y mantenimiento, y administración, necesarios para el análisis económico y financiero del siguiente capítulo.

---

<sup>25</sup> Tasa media de cambio, publicada por el Banco Central del Ecuador en el Informe “Compra y Venta de Divisas Negociadas en el País por el Sistema Financiero Privado No.23, Segundo Trimestre 2015.

## 4.2 Costo de inversión

El costo de inversión es la suma de todos los costos involucrados con la etapa de estudio, obtención de permisos de operación y construcción del proyecto. Los principales ámbitos a tener en cuenta en la inversión son los siguientes:

- *Estudios.*
- *Paneles fotovoltaicos.*
- *Inversores.*
- *Estructuras metálicas.*
- *Cableado e interconexión con la red.*
- *Transformador.*
- *Instrumentos de medición, protección, corte y maniobra.*
- *Obras civiles.*
- *Permisos de operación.*

### 4.2.1 Equipos y materiales de producción extranjera

Nuestro país no produce ni oferta equipos relacionados con la generación fotovoltaica a gran escala, por lo que es necesario importar un gran número de éstos. Por esta razón se deberá realizar un cálculo, agregando los impuestos correspondientes más los costos de los fletes, seguros y los respectivos trámites de aduana para los equipos y materiales que lo requieran [2].

El avalúo de los equipos requeridos para nuestro caso pueden especificarse como “Free On Board” (FOB)<sup>26</sup> o “Cost Insurance and Freight” (CIF)<sup>27</sup> dependiendo del proveedor.

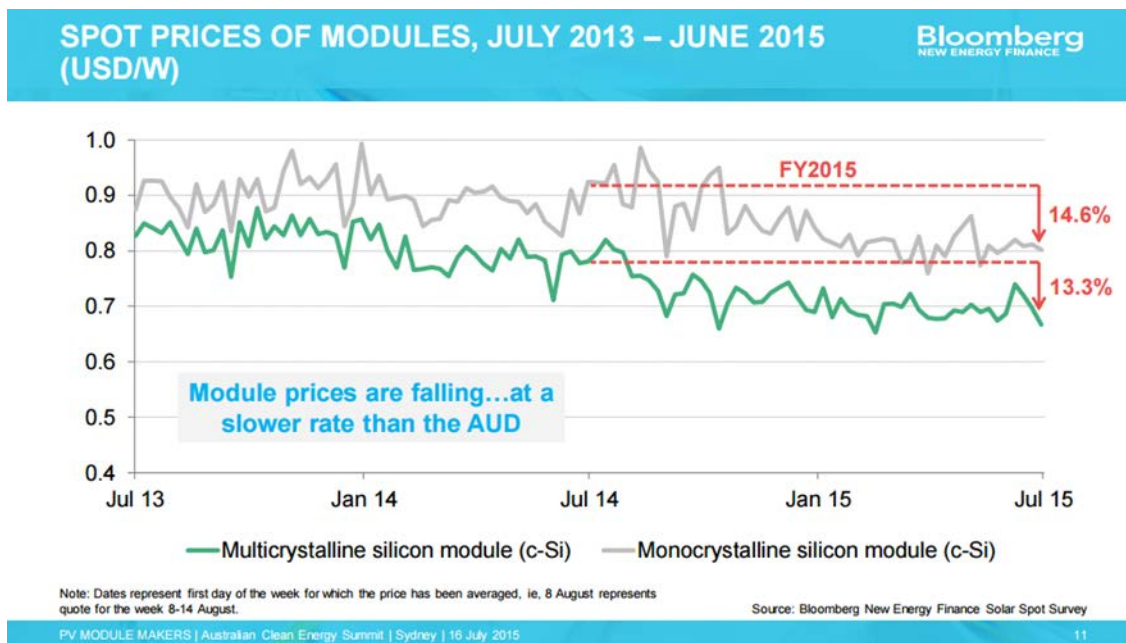
- **Paneles:** Las tecnologías de silicio monocristalino y policristalino en paneles solares son muy empleadas en la industria fotovoltaica, su principal

---

<sup>26</sup> FOB: Significa que el vendedor se hace responsable de todos los trámites y costos necesarios para poner la mercadería a bordo del buque. Los costos de transporte, seguros, etc., son responsabilidad del comprador.

<sup>27</sup> CIF: El vendedor corre con todos los costos relacionados al transporte y seguro hasta el muelle de entrega acordado, desde ese punto los costos de almacenaje, impuestos, etc., son responsabilidad del comprador

diferencia yace en el rendimiento de cada una. La tecnología monocristalina es apenas más eficiente, con un costo \$/Wp superior a la policristalina. Aunque la brecha entre estas dos ha ido decreciendo paulatinamente como lo indica la ilustración 4.1, aún existe una diferencia que plantea al proyectista escoger una de ellas.



*Ilustración 4. 1* Variación de los precios spot de paneles monocristalinos y policristalinos, en USD/W. Fuente: Bloomberg PV MODULE MARKET: TIERS AND TRENDS. 16 de Julio 2015.

Gracias a precios referenciales de distribuidores de paneles y equipos fotovoltaicos tenemos que el valor CIF de los paneles son de 0.7 USD/W para paneles monocristalinos, en nuestro caso el panel “a”, de la Tabla 3.1 y de 0.62 USD/W para el caso de los paneles policristalinos “b”, “c”, y “d” de la misma Tabla.

- **Inversores:** En el capítulo previo se calcularon varias alternativas con inversores distribuidos y centrales. El costo referente a inversores centrales es menor que en el caso de inversores distribuidos<sup>28</sup>; sin embargo la

<sup>28</sup> Estudio comparativo entre inversor central y distribuido por la Universidad de Burgos (SWIFT) Autor: Cristina Alonso Tristán. <http://www3.ubu.es/ubuinvestiga/?p=965> fecha de consulta: 18-11-2015



diferencia de costos entre estas alternativas es muy pequeña, tal es el caso que para inversores distribuidos oscila entre 0.18 USD/W y 0.23 USD/W, y para inversores centrales entre 0.15 USD/W y 0.21 USD/W<sup>29</sup>.

- **Estructuras:** El costo de las estructuras fijas depende de las características del terreno, ya que un estudio geológico y topográfico deberá proveer la información necesaria para la selección idónea del tipo de estructura a utilizar. En el presente caso, se ha establecido el supuesto de que en el área del emplazamiento corresponde a un terreno regular con tierra compacta en la superficie, con lo que se ha solicitado de un fabricante e instalador de estructuras una cotización con precios referenciales que van desde los 0.085 USD/Wp para estructura de acero galvanizado y 0.092 USD/Wp para estructura de aluminio<sup>30</sup>. El detalle de la estructura presupuestada y sus características técnicas y mecánicas se encuentran en el Anexo 4.
- **Costos de Importación:** Al costo de los materiales y equipos importados expuestos anteriormente se debe añadir el valor a pagar de los impuestos respectivos, transporte y seguros, además de los costos de trámites de aduana [11] los cuales se muestran en la tabla 4.1. Los principales ítems a considerar para el pago de la mercadería importada son:
  - **Invoice:** Son los datos de la mercadería que consta en la factura.
  - **Liquidación de aduana:** Son los impuestos de importación
  - **Advalorem:** Más conocido como salvaguardas, es un impuesto adicional para artículos especiales, que al igual que el impuesto a consumos especiales (ICE) en este caso se aplica un valor cero.
  - **Fodinfra:** Es un impuesto del 0.5% a todos los artículos importados, y es destinado para el “Fondo de Desarrollo de la Niñez”.

---

<sup>29</sup> Precios FOB referenciales de distribuidor PROINSO fecha de consulta: 23-08- 2015.web:  
<http://www.proinso.net/bin/productos.php?categoria=32>

<sup>30</sup> Costos FOB proporcionados por la empresa Schletter España S.L.

- **Costeo:** Son los trámites legales para sacar la mercadería de aduana.
- **ISD:** Impuesto a la salida de divisas
- **Total importación landed:** Es el costo total de la importación puesto en su destino final.

INVOICE	REFERENCIA	N/D	N/D	N/D	TOTAL
	COD. ARANCEL	N/D	N/D	N/D	
	DESCRIPCIÓN	FOTOVOLTAICO JKM 250P	INVERSOR DE RED SMASC500CP	ESTRUCTURA METÁLICA TIPO 1 FS2V ALUMINIO	
	CANTIDAD	4,464	2	80	
	PRECIO UNITARIO (USD) DSCTO.	155.00	82,987.50	1,295.09	
	TOTAL (USD)	\$ 691,920.00	\$ 165,975.00	\$ 103,607.13	\$ 1,057,616.04
PESO NETO	PESO UNITARIO (KG)	18.5000	1,900.0000	9.250	
	TOTAL PESO (KG)	82,584.00	3,800.00	740.00	87,864.00
LIQUIDACIÓN DE ADUANAS	TOTAL FOB	-	165,975.00	103,607.13	269,582.13
	FLETE	-	9,958.50	6,216.43	16,174.93
	EMPAQUE	-	-	-	-
	SEGURO	-	1,659.75	1,036.07	2,695.82
	CO	-	-	-	-
	TOTAL CIF	691,920.00	177,593.25	110,859.63	980,372.88
	% ADVALOREN	0%	0%	0%	
	ADVALOREN	-	-	-	-
	ICE	-	-	-	-
	FODINFA (0,5%)	3,459.60	887.97	554.30	4,901.86
	IVA (12%)	83,445.55	21,417.75	13,369.67	118,232.97
	TOTAL	778,825.15	199,898.96	124,783.60	1,103,507.71
COSTEO	SENAE DESPUES DE ADUANAS	778,825.15	199,898.96	124,783.60	1,103,507.71
	COSTO INTERNOS	3,459.60	887.97	554.30	4,901.86
	ISD	34,596.00	8,298.75	5,180.36	48,075.11
	COSTOS DE TRANSFERENCIA	138.3840	33.1950	20.7214	192.30
	AGENTE AFIANZADO	280.0000	280.0000	280.0000	1,120.00
	ALMACENAJE	415.1520	99.5850	62.1643	576.90
	TRANSPORTE INTERNO	-	-	-	-
	TOTAL IMPORTACIÓN LANDED	817,714.29	209,498.46	130,881.14	1,158,093.88
	PRECIO LANDED UNITARIO	183.1797	104,749.2292	1,636.0142	

Tabla 4. 1 matriz con costos de importación

#### 4.2.2 Equipos y materiales disponibles en Ecuador

- **Cableado e interconexión a la red:** El cableado en un sistema solar no representa una inversión considerable en cuanto al conductor en sí, las obras civiles necesarias para el tendido suelen tener un precio más elevado y se detallan más adelante, en la sección correspondiente. La cantidad y ubicación exacta del cableado no se considera dentro de los alcances de este estudio, por lo que se llegó a determinar un aproximado mediante la longitud de los paneles en relación a la configuración seleccionada. De este modo se puede estimar un aproximado de 2,000 metros de cableado en CC y dependiendo la disposición real se sugiere que los inversores estén lo más cercanos a la cabina o estación de transformación, para evitar pérdidas por efecto Joule y caídas de tensión.

Según la regulación 001/13 del CONELEC se deberá realizar la interconexión por parte del generador que desee inyectar su energía al Sistema Nacional Interconectado (SNI), si la ubicación del sistema se encuentra alejada de la red eléctrica de media tensión, se debe considerar también el costo por kilómetro de la red de media tensión a la cual se pretende acoplar. De esta forma, los costos estimados del cableado y la interconexión se resumen en la tabla 4.2.

COSTO LINEA DE MEDIA TENSION 22kV	
CALIBRE DE CONDUCTOR	3/0
DISTANCIA km	1
ZONA URBANA	\$ 20,000.00
ZONA RURAL	\$ 15,000.00

*Tabla 4. 2 Costo de línea de media tensión; Fuente Presupuesto Empresa Eléctrica Regional Centro Sur*

El costo asignado a la línea está en función de un porcentaje del total de la inversión inicial.

- **Transformador:** Según el dimensionamiento del transformador propuesto en el pre-diseño del SFCR se ha tomado un transformador de 1MVA que corresponde a la potencia nominal de salida de los inversores, entre las opciones es la más costosa, sin embargo es una opción de diseño muy difundida en el medio.

En nuestro país existen fabricantes de transformadores, quienes construyen bajo pedido y con características específicas para las aplicaciones requeridas. Por tanto se ha solicitado a los distribuidores autorizados precios referenciales<sup>31</sup>, teniendo un costo desde 0.0238 USD/W a 0.0253 USD/W incluido Impuesto al Valor Agregado (IVA).

- **Software de control, instrumentos de medición, protección, corte y maniobra:** En el mercado se puede encontrar muchos fabricantes que ofrecen este tipo de equipos y software, con diferentes especificaciones dependiendo las necesidades de un SFCR. Se ha agrupado el costo total incluido el IVA, y sus respectivos componentes se enumeran en la tabla 4.3<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> Cotizaciones solicitadas a SISTEL, distribuidor autorizado de INATRA y a ELEKTRON, distribuidor autorizado de ECUATRAN, sus cotizaciones se encuentran en el Anexo 4.

<sup>32</sup> Precios referenciales solicitados a asesor de ventas de SIEMENS Ecuador, éstos incluyen además el montaje, conexión y la instalación de los equipos y el software.

INSTRUMENTOS DE CONTROL Y MEDIDA	COSTO (USD)
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	\$ 11,400.00
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	\$ 7,500.00
MEDIDOR DE ENERGÍA COMERCIAL	\$ 6,000.00
INTEGRACIÓN DEL SCADA, INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLE	\$ 15,000.00
LICENCIA DE SOFTWARE	\$ 25,000.00
SERVIDOR	\$ 6,000.00
SWITCH DE COMUNICACIONES	\$ 3,000.00
TABLEROS	\$ 9,000.00
ESTRUCTURAS DE SOPORTE	\$ 3,000.00
INSTRUMENTOS DE PROTECCIÓN, CORTE Y MANIOBRA	
SECCIONADOR DE AIRE SIMPLE	\$ 6,000.00
INTERRUPTOR EN VACIO	\$ 15,000.00
RELÉ DE PROTECCIÓN	\$ 10,000.00
FUSIBLES	\$ 600.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 117,500.00</b>

*Tabla 4. 3 Costo de equipos de control e instrumentos de protección corte y maniobra*

#### 4.2.3 Obras civiles

Dependiendo el tipo de terreno, las necesidades de las obras civiles pueden variar, por lo que se ha considerado<sup>33</sup> una serie de trabajos mínimos necesarios para la instalación de las estructuras y obras complementarias en la implementación de este tipo de sistemas.

El presupuesto para las obras civiles se realizó mediante el método de precios unitarios, de esta forma el proyecto queda definido en una serie de actividades a realizar para la construcción de la obra, en el que se consideran los costos relacionados a equipos, herramientas, materiales, transporte y mano de obra. Este presupuesto fue realizado en el software INTERPRO 2.2.4 con la base de datos 2015, bajo la licencia de ELECAUSTRO S.A.

<sup>33</sup> Consulta de obras requeridas para este tipo de instalación a los ingenieros civiles: Sebastián Montesdeoca (DICMA) y Fernando Dávila (DIPLAM) de Elecaustro S.A.

Los rubros globales se detallan en la tabla 4.4 exportada de INTERPRO 2.2.4 en la que constan varios tipos de actividades según los requerimientos básicos y necesarios para este tipo de obra, el desglose de los precios unitarios se especifican en el Anexo 4.

PRESUPUESTO OBRAS CIVILES		
Item	DESCRIPCION	P.Total
1	TRABAJOS PRELIMINARES	18,600.00
2	DRENAJE Y SISTEMA DE RIEGO	\$ 57,312.15
3	VIAS	\$ 26,600.00
4	EDIFICACIONES DE CONTROL	\$ 22,656.00
5	SISTEMAS ELECTRICOS	\$ 4,700.58
SUBTOTAL		\$ 129,868.73
IVA 12%		\$ 15,584.25
TOTAL		\$ 145,452.98

*Tabla 4. 4 Presupuesto general para obras civiles básicas.*

#### 4.2.4 Estudios

El diseño definitivo necesario para la etapa constructiva de un SFCR requiere varios estudios que aporten con información suficiente para ejecutar todo el proceso constructivo y posterior operación.

La ingeniería de detalle de un SFCR, según las necesidades del inversionista y del sistema, puede contemplar varios estudios que permitan realizar un diseño definitivo previo a la fase de construcción. Entre los distintos estudios que puede ofrecer una consultora se encuentran los siguientes:

1. Estudio eléctrico del campo fotovoltaico
2. Estudio estructural de los paneles
3. Estudios de protecciones y puesta a tierra
4. Estudio eléctrico de interconexión
5. Obra Civil
6. Estudios hidráulicos
7. Estudios de monitoreo

8. Registro Ambiental.
9. Seguridad y salud ocupacional.

Dependiendo del alcance de estos estudios, se puede incluir también la socialización del proyecto dentro de la consultoría. El diseño definitivo podría rondar los cien mil dólares. “El costo del estudio del proyecto, contrariamente a como lo plantean algunos textos, no debe considerarse dentro de las inversiones, por cuanto es un costo inevitable que se debe pagar independientemente del resultado de la evaluación, y por lo tanto irrelevante. Por regla general, sólo se deben incluir como inversiones aquellos costos en que se deberá incurrir solo si se decide llevar a cabo el proyecto”<sup>34</sup>.

#### 4.2.5 Permisos y licencias

Son los gastos correspondientes a los permisos y licencias de operación por parte de las autoridades competentes, en este caso será el permiso de uso de recursos renovables, por parte del Ministerio del Ambiente y la autorización de operación mediante el “Título Habilitante” otorgado por la ARCONEL, según lo expuesto en el capítulo 2. Para el caso de centrales con una potencia instalada menor a 1MW la Regulación 002/13 hace referencia a la obtención de “Registros para Operación” y establece el pago de la “Garantía de Suscripción del Registro” cuyos valores se encuentran en la tabla 4.5. Posteriormente una vez aprobados los requisitos respectivos se deberá colocar una “Garantía de Fiel Cumplimiento del Registro”, correspondiente al 1% del valor total de inversión del proyecto.

capacidad nominal instalada (kW)	monto por garantía de suscripcion (USD)
< 500	\$ 7,000.00
≥ 500	\$ 15,000.00

*Tabla 4. 5 Montos por garantía de suscripción*

<sup>34</sup> [2] página 235

#### 4.2.6 Costo global estimado para la inversión

A continuación se define el costo global estimado para la inversión, a partir de los valores descritos anteriormente. Para ello se muestra en la tabla 4.5 los valores por cada ítem relacionado a la inversión inicial para la alternativa de cálculo descrita en la etapa de pre-diseño, en la que se han redondeado los valores al entero de mil superior. Conforme a los alcances que se plantean en este estudio, se debe considerar el capital destinado para imprevistos [2] en el presupuesto global para la inversión, el mismo que se ha considerado del 5 %, debido a que en todos los ítems se han obtenido costos muy aproximados, además en cada uno se les debe añadir el 20 %<sup>35</sup> los mismos que son destinados para el constructor del proyecto, quien tendrá que cubrir sus costos indirectos<sup>36</sup> de la construcción y a su vez obtener su rentabilidad [11]. En la tabla 4.6 se exponen los costos totales aproximados para la inversión.

PRESUPUESTO APROXIMADO DE INVERSION		
Item	DESCRIPCION	P.Total
1	PANELES, INVERSORES Y ESTRUCTURAS	\$ 1,389,712.66
2	TRANSFORMADOR	\$ 36,000.00
3	CABLEADO	\$ 14,400.00
4	SOFTWARE DE CONTROL Y EQUIPOS DE PROTECCION, CORTE Y MANIOBRA	\$ 141,600.00
5	OBRAS CIVILES	\$ 146,000.00
6	ESTUDIOS	\$ 100,000.00
SUBTOTAL		\$ 1,827,712.66
IMPREVISTOS		5.0% \$ 91,385.63
LINEA DE INTERCONEXION (aprox. 3km)		3.0% \$ 54,831.38
TERRENO (aprox. 10000m <sup>2</sup> )		7.0% \$ 127,939.89
PERMISOS		1.0% \$ 21,018.70
TOTAL		\$ 2,122,888.25

*Tabla 4. 6 Resumen de costos de inversión.*

<sup>35</sup> Criterio para margen de utilidad del constructor para contratación de obras civiles y de construcción en general adoptado por la "Dirección de Obras Civiles y Medio Ambiente" (DICMA) de ELECAUSTRO S.A., y por defecto en INTERPRO 2.2.4.

<sup>36</sup> Son todos los costos: administrativos, directivos, impuestos, imprevistos y utilidad que debe obtener el constructor del proyecto.



### 4.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de mantenimiento serán todos los rubros correspondientes a las actividades relacionadas con el mantenimiento de los equipos e instalaciones, como insumos, herramientas y repuestos. Los planes de mantenimiento se realizan conforme lo especifique el fabricante de los equipos, de tal manera que ante un posible daño éste se encuentra dentro del periodo de garantía, sea quien se responsabilice de la sustitución o reparación de los elementos afectados.

Los principales equipos de la instalación que requieren de mantenimiento son:

- Paneles
- Inversores
- Instalaciones eléctricas: ductos, empalmes, terminales, etc.
- Estructuras
- Tableros

Actividades de mantenimiento:

*Mantenimiento preventivo:* es un mantenimiento periódico que se realiza a los diferentes equipos para prevenir posibles daños en el sistema fotovoltaico y proteger su correcto rendimiento. Entre las actividades de mantenimiento más comunes para los equipos se encuentran [12]:

- Limpieza: paneles, tableros e inversores, eliminando el exceso de polvo y suciedad.
- Reajuste: de tornillos y pernos de sujeción de conductores en terminales, como también de los paneles, inversores, tableros, estructuras, etc.
- Verificación de la corrosión y limpieza de estructuras.
- Comprobación:
  - Del estado de terminales y empalmes de los conductores mediante termografías.
  - Del sellado de ductos y pozos de revisión.
  - De la corrosión en las estructuras.



- De valores de tensión y corriente en los tableros.

**Mantenimiento predictivo:** Se realiza con inspecciones visuales, también mediante alarmas que indican el posible fallo de algún elemento o equipo [12].

**Mantenimiento correctivo:** Una vez ocurrido un fallo en la instalación, se verifica el daño y personal técnico especializado realiza la reparación o sustitución del equipo o los elementos averiados [12].

Costos de mantenimiento relacionado con las distintas actividades descritas requiere de personal calificado y no calificado lo cual corresponde a insumos, instrumentos y herramientas necesarias para realizar las diferentes actividades [12]. Según la IEA los costos de mantenimiento en 2012 iban desde los 18 USD/kW en China hasta los 33 USD/kW en Rusia<sup>37</sup>, esto puede servir de guía al momento de estimar un costo de mantenimiento. Para el caso de ejemplo se ha consultado el costo de mantenimiento<sup>38</sup>, que tiene un valor de 25 USD/kW, lo que para la planta de 1,116 MW alcanzaría un total de 27,900 USD anuales.

#### **4.4 Costos administrativos**

Son los costos relacionados con todos los procesos administrativos necesarios para la operación del SFCR, los cuales pueden ser asumidos por el inversionista mediante la contratación directa de personal de planta, que además de todas las cargas sociales implicaría también arriendos y la adquisición de equipos y mobiliario de oficina, o a su vez, podría contratar una empresa que se encargue de todas estas funciones. Actualmente existen empresas que además de proveer de completos programas de mantenimiento, ofrecen labores de monitoreo, operación y gestión de los procesos administrativos de plantas fotovoltaicas. Se recomienda optar por la opción de contratar una empresa que asuma todas estas funciones, ya que el costo es muy inferior en comparación a tener personal de planta y asciende a aproximadamente 12,000 USD anuales.

---

<sup>37</sup> Archivo Excel WEIO-2014PGAssumptions.xls publicado en la dirección: <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/> fecha de consulta: 7-12-2015

<sup>38</sup> Presupuesto para servicios de Mantenimiento que ofrece la compañía WattFarmers.

#### 4.5 Resumen de costos en USD/kW instalado

En el entorno de la industria eléctrica es común mostrar los costos de inversión, y de operación y mantenimiento en relación a la capacidad instalada de la planta, el cual sirve como referencia para comparar proyectos de similares características (Ver Tabla 4.7). Los costos administrativos no suelen considerarse para este análisis ya que dependen mucho del tipo de empresa, las normas legales, el país donde se ubica el proyecto, etc.

COSTOS USD POR kW INSTALADO	
Inversión	\$ 1,902.23
Operación y mantenimiento	\$ 25.00

*Tabla 4. 7 Costos USD/kW instalado.*

Con la información presentada en este capítulo es posible realizar la evaluación económica-financiera del proyecto que permita determinar el precio de venta de la energía. Ese análisis se presenta en el siguiente capítulo.



## CAPITULO 5

### EVALUACIÓN ECONÓMICA-FINANCIERA DEL PROYECTO

#### 5.1 Introducción

Una vez realizados los estudios previos, necesarios para determinar la viabilidad técnica del proyecto, que permiten a su vez estimar el monto de los costos de: inversión, operación & mantenimiento, y administración; se procede a la etapa final que es la evaluación económica. En todo proyecto cuando se planea invertir recursos, se debe analizar cuán rentable es, y para ello se recurre a indicadores económicos y financieros que ayudan a tomar una decisión oportuna para la puesta en marcha del proyecto. En este capítulo se desarrollará una evaluación financiera tradicional, basada en flujos de caja, para ello se repasan los conceptos generales y criterios de evaluación de proyectos, y posteriormente a partir de los resultados obtenidos en los capítulos anteriores calcular el precio de comercialización de la unidad de energía producida y evaluar la rentabilidad del proyecto en diferentes escenarios de financiamiento.

#### 5.2 Conceptos generales

**Tasa de interés:** “Es el porcentaje de incremento anual en el valor nominal de un activo financiero. Si un prestador realiza un préstamo a un prestatario, al comienzo, el prestador concuerda en pagar la suma inicial con interés (a la tasa acordada) y finalizar el pago de la deuda en una fecha futura determinada”<sup>39</sup>.

---

<sup>39</sup> Notas de clase de la asignatura optativa Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico de Potencia de la carrera de Ingeniería Eléctrica, docente: Ing. Santiago Torres PhD, periodo Sep2014-Feb2015.

**Depreciación:** “Es la pérdida de valor de la infraestructura, que es el resultado del uso para dar el servicio en el periodo de tiempo. El costo de usar un bien de capital durante un periodo de tiempo es la depreciación o pérdida de valor de ese bien; no su precio de compra”<sup>40</sup>.

**Utilidad:** la definición de utilidad, difiere filosóficamente en los libros dependiendo de su autor. “El utilitarismo es una teoría en ética normativa, sosteniendo que la mejor acción moral es la que maximiza la utilidad. La utilidad es definida de diversas maneras, pero suele estar relacionada con el bienestar de las entidades conscientes”<sup>41</sup>. Para nuestro estudio asumiremos la utilidad como el beneficio neto monetario de las actividades realizadas para producir un bien o servicio.

**Flujo De Caja:** “El flujo de dinero, tanto del dinero entrante (ingresos) como del dinero que sale (egresos), resultantes de la evaluación económica de un proyecto, es lo que se conoce como flujo de caja”<sup>42</sup>. Es decir son todos los ingresos y egresos anuales que se dan durante el tiempo definido por el proyectista, generalmente se consideran 10 años; sin embargo “si el proyecto tiene una vida útil posible de prever y si no es de larga duración, se tomará el horizonte de evaluación ese número de años”<sup>43</sup>, se incluye también la inversión como el primer egreso en el momento “cero” dentro de la construcción del flujo de caja.

**Amortización:** “Al igual que los activos fijos, los activos intangibles pierden valor con el tiempo. Mientras la pérdida de valor contable de los activos fijos se denominaba depreciación, la pérdida de valor de los activos intangibles se denomina amortización”<sup>44</sup>.

---

<sup>40</sup> Notas de clase de la asignatura optativa Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico de Potencia de la carrera de Ingeniería Eléctrica, docente: Ing. Santiago Torres PhD, periodo Sep2014-Feb2015.

<sup>41</sup> Bertrand Russell, carta a Gilbert Murry, 3 de Abril de 1902.

<sup>42</sup> Notas de clase de la asignatura optativa Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico de Potencia de la carrera de Ingeniería Eléctrica, docente: Ing. Santiago Torres PhD, periodo Sep2014-Feb2015.

<sup>43</sup> [2] página 266.

<sup>44</sup> [2] página 235. En este estudio, la amortización hace referencia al pago del crédito utilizado en la inversión.

### 5.3 Criterios de Rentabilidad

Existen diferentes indicadores que ayudan a identificar cuan rentable es un proyecto; sin embargo a pesar de que los resultados aparentemente sean favorables, no significa que el proyecto se deba ejecutar, dependerá también si el inversionista desea arriesgar su capital en el negocio y si así sucede, cual es la utilidad que espera obtener teniendo en cuenta que puede invertir su dinero en otros negocios y mercados en los que obtendría mayores ganancias.

Para esta evaluación financiera realizaremos un flujo de caja, para calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). Para ello repasamos los siguientes conceptos:

**Valor Actual Neto (VAN):** Es el resultado de la diferencia entre los ingresos y egresos durante el periodo de evaluación del proyecto, estimados en tiempo presente. Se calcula de con la ecuación 5.1.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{Y_t}{(1-i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1-i)^t} - I_0$$

*Ecuación 5. 1*

En donde:

- $Y_t$  es el valor de los ingresos para el año t.
- $E_t$  es el valor de los egresos para el año t.
- $I_0$  es el valor de la inversión inicial.
- $i$  es el valor de la tasa de descuento.

Si el valor del VAN es igual o mayor a cero, se considera un proyecto viable económicamente [2].

**Tasa Interna de Retorno (TIR):** Es un indicador económico, que muestra la tasa de rendimiento de una inversión, con la que el VAN es igual a cero es el valor que tome la TIR, *“es decir los ingresos y egresos son iguales durante el periodo de evaluación, por lo que el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias”* [13].

- “Es conveniente realizar la inversión cuando la tasa de interés es menor que la tasa interna de retorno, o sea, cuando el uso del capital en inversiones alternativas rinde menos que el capital invertido en el proyecto”<sup>45</sup>.
- “No sirve para comparar proyectos, por cuanto una TIR mayor no es mejor que una menor, ya que la conveniencia se mide en función de la cuantía de la inversión realizada”<sup>46</sup>.

**Riesgo país:** Este concepto es muy aceptado por los inversionistas y consiste en el análisis de la seguridad política y económica del país en el cual se evalúa la rentabilidad de un proyecto, para ello se puede utilizar el EMBI<sup>47</sup>. Más adelante se utiliza el riesgo país para calcular la tasa de descuento del presente proyecto. En él se evaluará el riesgo que asume un inversionista cuando tiene que invertir en el mercado ecuatoriano.

**Tasa de descuento:** También conocida como tasa de costo de capital, es la “tasa que se utiliza para determinar el valor presente (VAN) de los flujos futuros que genera un proyecto y representa la rentabilidad que se le debe exigir a la inversión por renunciar a un uso alternativo de los recursos en proyectos de riesgos similares”<sup>48</sup>.

### 5.4 Evaluación económica- financiera

Con la revisión de los conceptos expuestos previo la *evaluación económica y financiera*, se definirán varios escenarios de financiamiento, en los cuales se

---

<sup>45</sup> Ernesto Fontaine, Evaluación Social de Proyectos, Ediciones de la Universidad Católica de Chile, Décima edición, Santiago 1993.

<sup>46</sup> Nassir Sapag: “Proyectos de Inversión, Formulación y Evaluación”, página 303, Chile, Segunda Edición.

<sup>47</sup> [http://contenido.bce.fin.ec/resumen\\_ticker.php?ticker\\_value=riesgo\\_pais](http://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=riesgo_pais); Emergent Market Bonus Index: Ecuador 1149 (11.49%). fecha de consulta 5-12-2015.

<sup>48</sup> [2] Página 326

propongan diferentes montos de crédito a diferentes tasas de interés dependiendo del año, para determinar cómo repercute en la *viabilidad* del proyecto.

***Hipótesis y Consideraciones Previas:***

- *Tasa de interés:* la Tasa de Interés a la cual una entidad financiera realiza créditos depende del tiempo de financiamiento. Para el caso de estudio se han tomado datos para crédito “productivo, corporativo y empresarial” de la Corporación Financiera Nacional (CFN), los cuales están en 9.91 % para 5 años y 10.21 % para 10 años.
- *Tasa de descuento del inversionista:* Es la tasa que espera recibir el inversionista al arriesgar su capital en un negocio, teniendo la oportunidad de invertirlo en otros negocios o mercados. En la Ecuación 5.3 se explica el cálculo de ésta tasa.
- *Utilidades destinadas a trabajadores:* El Art. 97 del Código del Trabajo, establece que el quince por ciento (15 %) de las utilidades líquidas son destinadas para beneficio de los trabajadores, las cuales deben ser reconocidas por el empleador o empresa.
- *Impuesto a la renta:* En la “Ley del Régimen Tributario Interno” se establece el impuesto a la renta para empresas en un 22 %.
- *Capital propio:* Se plantea también la posibilidad de que el inversionista asuma todos los costos de la inversión, mediante autofinanciamiento.
- *Horizonte de evaluación:* Aunque la vida útil de la central fotovoltaica dependa de la vida útil de los paneles, de los cuales los fabricantes garantizan 25 años, el CONELEC a través de la regulación 003/11 definió el plazo de 20 años de validez de los “Títulos Habilitantes” delegados a la iniciativa privada para proyectos de generación con tecnología fotovoltaica. Por esta razón la evaluación económica y financiera considera este periodo para el análisis.





- *Depreciación:* Se calcula una depreciación lineal de la infraestructura para el horizonte de evaluación de 20 años, por lo que será la relación del total de la inversión inicial para el periodo de evaluación, dando como resultado una cuota anual de 106,144.41 USD.

***Escenarios de evaluación:***

- a) Empresa Pública
- b) Financiamiento mediante recursos propios (autofinanciamiento).
- c) Financiamiento del 70% de la inversión a 5 años plazo.
- d) Financiamiento del 30% de la inversión a 5 años plazo.
- e) Financiamiento del 70% de la inversión a 10 años plazo.
- f) Financiamiento del 30% de la inversión a 10 años plazo.

Para cada escenario se evaluará la rentabilidad del proyecto partiendo del precio nivelado de energía, y para: 22.5, 25.55 y 40.03 cUSD por kW.h.

**5.4.1 Cálculo de la “Tasa de Descuento” del proyecto**

El proceso para calcular la tasa de descuento del proyecto dependerá también de los distintos criterios que utilice el proyectista, y su acertada estimación es decisoria al momento de la evaluación económica del proyecto.

La Tasa de Descuento del proyecto “representa una medida de rentabilidad mínima que se exigirá al proyecto, según su riesgo, de manera tal que el retorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de la operación, los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con préstamos y la rentabilidad que el inversionista le exige a su propio capital invertido”<sup>49</sup>.

Previamente el CONELEC utilizó el método del Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC)<sup>50</sup> para calcular la tasa de descuento en proyectos delegados a la

<sup>49</sup> [2] Página 328

<sup>50</sup> Regulación 003-11; Anexo 2.

iniciativa privada. Esta metodología propuesta utiliza también el CPPC, el cual se calcula a partir de la ecuación 5.2.

$$CPPC = CAPM\% \left( \frac{Capital\ Inversionistas}{Total\ Inversión} \right) + K\%(1 - T) \left( \frac{Capital\ Financiero}{Total\ Inversión} \right)$$

*Ecuación 5. 2*

En dónde:

- $K\%$  Es la tasa de interés del capital financiero
- $(1 - T)$  Es el factor de corrección de la tasa nominal, por el efecto fiscal, en el que T es igual al porcentaje de impuesto a pagar

El  $CAPM^{51}$  representa la tasa de rendimiento exigida por el inversionista para su capital invertido, es decir, su tasa de descuento.

$$CAPM\% = \%_{LR} + \beta(\%_I - \%_{LR}) + PRM$$

*Ecuación 5. 3*

Donde<sup>52</sup>:

- $\%_{LR}$  Corresponde al valor de la tasa libre de riesgo
- $\beta$  Conocido como el riesgo sistemático o no diversificable. Coeficiente que refleja el riesgo de la industria de generación eléctrica con respecto al portafolio de mercado
- $\%_I$  Rentabilidad esperada por la industria
- $PRM$  Prima por el riesgo asociado al mercado interno o riesgo país.  
En el caso de estudio no se considera este factor

Aunque la tasa de descuento para el inversionista se calcula a partir de la ecuación 5.3, en nuestro mercado a diferencia de otros no existen estudios que definan los valores referenciales para el coeficiente  $\beta$  y para la tasa  $\%_I$ , por lo que se estimará un valor para esta tasa.

<sup>51</sup> Capital Assets Pricing Model – Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital.

<sup>52</sup> Regulación 003/11 CONELEC.

A continuación se expone el cálculo del CPPC, teniendo en cuenta un financiamiento del 70 % de la inversión a un plazo de 5 años.

Primero se debe determinar la tasa de descuento para el inversionista mediante el CAPM. Partiendo de que el inversionista puede asegurar su dinero en una póliza bancaria a una tasa de interés pasiva (o mediante la compra de bonos del estado), que está actualmente en 4.9 % (según datos del Banco Central del Ecuador). Además se considera la rentabilidad del Mercado, la cual según la publicación IPCC [14] la tasa de descuento está alrededor del 7 %. Para nuestro estudio consideramos la tasa de interés del banco más tres puntos como margen mínimo de ganancia exigido por el inversionista, estableciendo la tasa de descuento para el inversionista en 7.9 %.

$$CAPM\% = 7.9\%$$

$$CPPC = 7.9\% \left( \frac{\$ 710,462.87}{\$ 2,368,209.55} \right) + 9.91\%(1 - 22\%) \left( \frac{\$ 1,657,746.69}{\$ 2,368,209.55} \right)$$

$$CPPC = 7.78\%$$

El resultado del cálculo para las diferentes tasas de descuento del proyecto para cada uno de los escenarios se muestra en el Anexo 5. Para el escenario en el cual el inversionista asume el total de la inversión, la tasa de descuento del proyecto “CPPC” será igual al valor del CAPM.

CREDITO	
TASA INTERES ACTIVA	9.91%
IMPUESTOS	22.00%
TOTAL	7.73%
INVERSIONISTA	
TASA INTERES PASIVA	4.90%
RIESGO NEGOCIO	3.00%
RIESGO PAIS	0.00%
CAPM	7.90%

*Tabla 5. 1 Tasas de interés del crédito y tasa de descuento para el inversionista (CAPM)*

FINANCIAMIENTO				
TIPO	PORCENTAJE	MONTO	TASA	CPPC
INVERSIONISTA	30%	\$ 636,866.47	7.90%	2.37%
CREDITO	70%	\$ 1,486,021.77	7.73%	5.41%
TOTAL	100%	\$ 2,122,888.25		7.78%

*Tabla 5. 2 Determinación de la tasa de descuento del proyecto mediante CPPC.*

#### 5.4.2 Determinación del precio mínimo mediante “El Costo Nivelado de Energía”

La metodología de los costos nivelados de energía conocida como LCOE<sup>53</sup>, es utilizada para determinar el precio mínimo de comercialización de la energía, con el cual se puedan cubrir todos los costos relacionados a la inversión, operación, mantenimiento y administración de la central, y se obtenga a su vez un retorno con respecto a la inversión realizada, por esta razón es necesario obtener previamente la tasa de descuento para el proyecto. Con esta metodología se puede comparar el costo de producción de la energía a partir de diferentes fuentes de energía [15].

Según el “Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation” para la IPCC, el costo nivelado de energía, para la tecnología solar fotovoltaica en zonas de alta irradiancia en Estados Unidos y Europa se encuentra en un rango que va desde los USD 0.15/kW.h hasta los USD 0.40/kW.h para una tasa de descuento del 7% [14].

El costo nivelado se expresa de forma matemática como “el precio de equilibrio único donde los futuros egresos descontados a valor presente son iguales a la producción energética también descontada” [14].

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{Egresos_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{Producción_j}{(1+i)^j}}$$

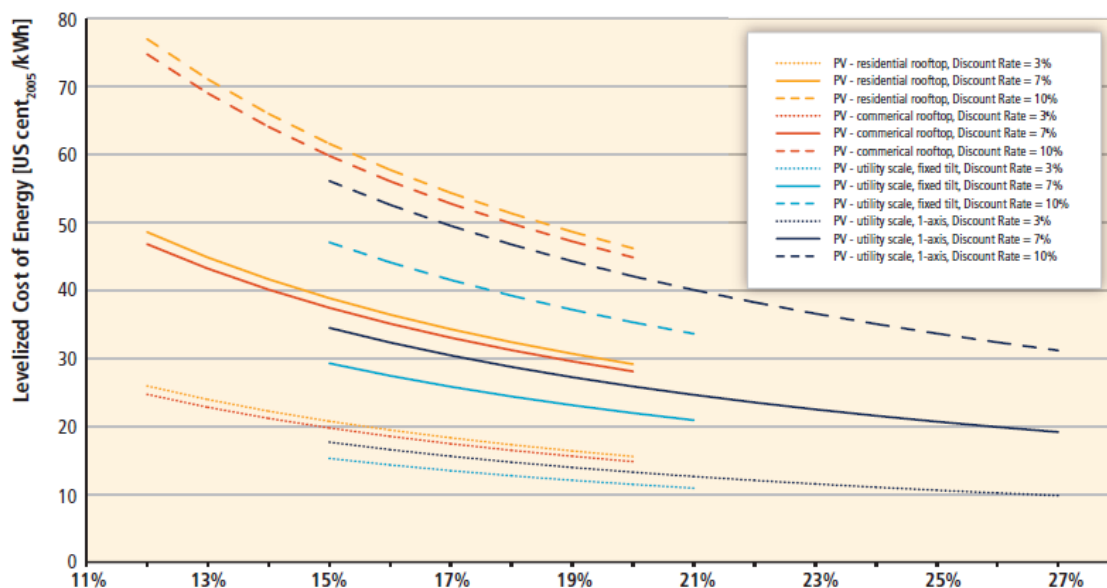
*Ecuación 5. 4*

<sup>53</sup> Levelized Cost of Energy.

Dónde:

- LCOE es el costo nivelado de energía
- $n$  es el tiempo de vida de la central
- $i$  es la tasa de descuento

A partir de este precio se evaluará la viabilidad económica-financiera el proyecto, obteniendo como resultado valores para la TIR y para el VAN, si estos valores son favorables el proyecto se acepta, si no lo es, se deberá aumentar el precio de la energía para nuevamente realizar la dicha evaluación.



**Figure TS.3.6** | Levelized cost of PV electricity generation, 2008–2009: (top) as a function of capacity factor and investment cost\*,\*\*\*; and (bottom) as a function of capacity factor and discount rate\*\*,\*\*\*. [Figure 3.19]

Notes: \* Discount rate assumed to equal 7%. \*\* Investment cost for residential rooftop systems assumed at USD 5,500 US/kW, for commercial rooftop systems at USD 5,150, for utility-scale fixed tilt projects at USD 3,650/kW and for utility-scale one-axis projects at USD 4,050/kW. \*\*\* Annual O&M cost assumed at USD 41 to 64/kW, lifetime at 25 years.

*Ilustración 5. 1 Costos nivelados de energía para tecnología FV. Fuente: [14]*

El cálculo de LCOE para las diferentes tasas de descuento del proyecto se muestra en el Anexo 5.

En la tabla 5.3 se muestra el cálculo del LCOE para el escenario a) en el cual el proyecto es llevado a cabo por una empresa pública.

AÑO	EGRESOS		EGRESOS		ENERGIA		FACTOR ANUAL
	INVERSION	AD. O&M	TOTAL	ACTUALIZADO	kw.h	ACTUALIZADO	
1	\$ 2,122,888.25		\$ 2,122,888.25	\$ 2,061,056.55	0		1.03
2		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 37,703.84	1294809.699	1220482.3	1.06
3		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 36,605.67	1274092.744	1165975.3	1.09
4		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 35,539.48	1263734.266	1122811.5	1.13
5		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 34,504.35	1253375.789	1081173.0	1.16
6		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 33,499.37	1243017.311	1041007.4	1.19
7		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 32,523.66	1232658.833	1002264.4	1.23
8		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 31,576.37	1222300.356	964895.2	1.27
9		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 30,656.67	1211941.878	928852.5	1.30
10		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 29,763.76	1201583.401	894090.9	1.34
11		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 28,896.85	1191224.923	860566.2	1.38
12		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 28,055.20	1180866.445	828236.0	1.43
13		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 27,238.05	1170507.968	797059.0	1.47
14		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 26,444.71	1160149.49	766995.5	1.51
15		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 25,674.48	1149791.013	738007.1	1.56
16		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 24,926.68	1139432.535	710056.7	1.60
17		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 24,200.66	1129074.058	683108.4	1.65
18		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 23,495.78	1118715.58	657127.5	1.70
19		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 22,811.44	1108357.102	632080.6	1.75
20		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 22,147.03	1097998.625	607935.2	1.81
21		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 21,501.97	1087640.147	584660.2	1.86
			\$ 2,638,822.57		17287384.9		
			LCOE	\$ 0.152644			

*Tabla 5. 3 LCOE del escenario a), para este escenario, el precio nivelado de energía es el más bajo*

En la tabla 5.4 se muestra el precio nivelado de energía para todos los escenarios de este estudio, posteriormente a partir de estos precios se realizará el análisis económico de todos ellos.

ESCENARIO	LCOE
A	\$ 0.1526
B	\$ 0.2100
C	\$ 0.2085
D	\$ 0.2094
E	\$ 0.2106
F	\$ 0.2103

*Tabla 5. 4 Resultado de costos nivelados de energía para todos los escenarios.*

#### 5.4.3 Cálculo del Flujo de Caja

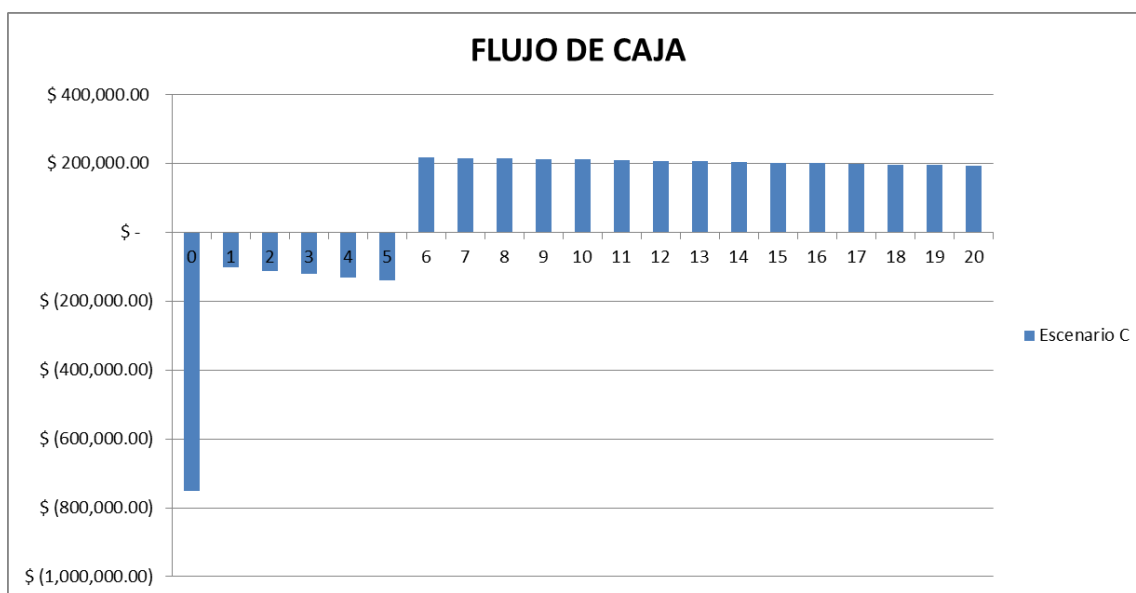
El flujo de caja se construye a partir de todos los costos anteriormente mencionados, de todos los ingresos (valores positivos) por la venta de energía se restan los egresos (valores negativos) para el periodo de vida útil de la central. Los valores a incluir<sup>54</sup> para el presente estudio son:

- INGRESOS
  - Venta de energía anual (+)
- EGRESOS
  - Operación & Mantenimiento (-)
  - Administración (-)
  - Intereses (-)
  - Depreciación (-)
- UTILIDAD BRUTA (=)
  - Utilidad Destinada a trabajadores 15% (-)
- UTILIDAD PREVIO IMPUESTOS (=)
  - Impuesto a la Renta 22% (-)
- UTILIDAD NETA (=)
  - Depreciación (+)
  - Amortización del Capital (-)
- FLUJO DE EFECTIVO (=)

<sup>54</sup> Para el periodo "0" se considera: el desembolso total para la inversión menos el valor del financiamiento bancario y el interés sobre el capital.

Este esquema de flujo de caja tiene como objetivo medir la rentabilidad del proyecto en función de los recursos del inversionista.

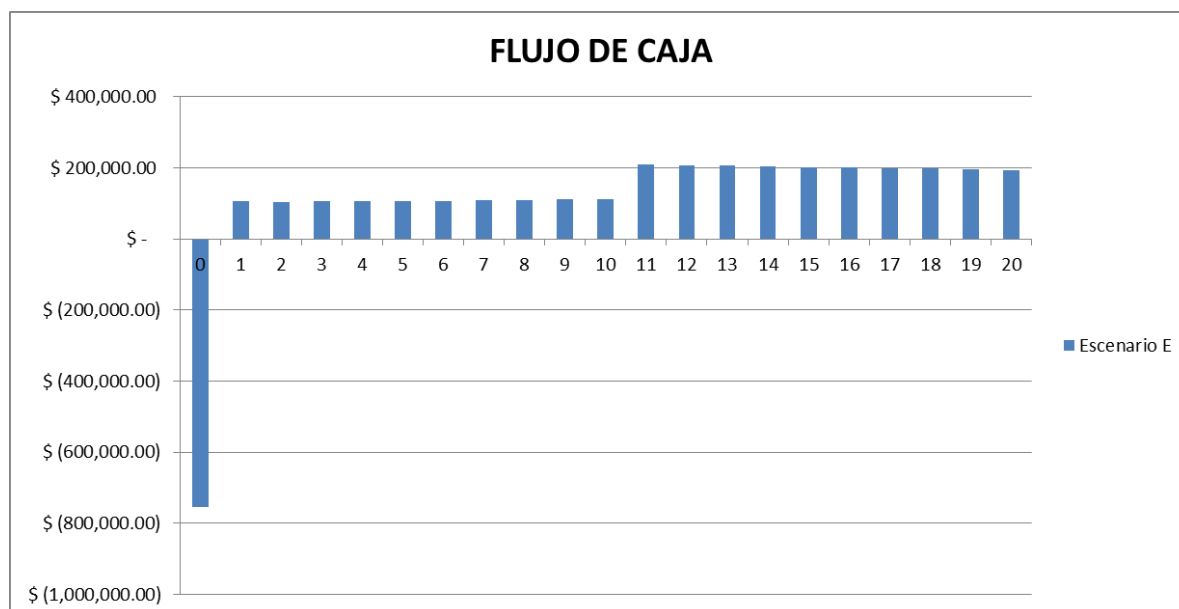
Los resultados del flujo de caja se pueden interpretar mediante gráfico, en el que los valores negativos serán saldos en contra y los valores positivos corresponden a los beneficios. En la ilustración 5.2 se muestra los flujos de caja para el escenario de financiamiento c) con un precio de venta de energía de 0.2555 el kW.h, en el cual se ve que durante los primeros 5 años de operación del proyecto se producen flujos de dinero negativos, lo cual quiere decir que el proyecto no rinde beneficios por sí mismo, esto permite descartar proyectos cuyos flujos que a excepción del “año 0” sean negativos.



*Ilustración 5. 2 Flujo de caja del escenario c) precio 0.2555 USD*

Para el escenario d), con precio de venta de energía de 0.2555 el kW.h se observa en la ilustración 5.3 que a partir del primer año todos los flujos son positivos.





*Ilustración 5. 3 Flujo de caja del escenario d) precio 0.2555 USD*

Por lo tanto, proyectos que presentan este tipo de comportamiento, son más atractivos para realizar la inversión.

#### 5.4.4 Resultados

**Empresa pública:** Las empresas públicas tienen como objetivo el servicio de la sociedad, por lo tanto manejan una tasa de descuento mucho más baja, para que el precio de venta sea el mínimo precio posible capaz de pagar los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la central, es por ello que se ha considerado una evaluación económica de este escenario, para su comparación con escenarios de inversión privada. Entre las principales hipótesis para el análisis financiero de este escenario debemos establecer que:

- Tasa de descuento del 3 %<sup>55</sup>
- El proyecto es autofinanciado
- Las empresas públicas no tienen utilidades.

De esta forma obtenemos un costo nivelado de energía igual a 0.1526 USD, el cual debe permitir pagar la inversión realizada con la tasa de descuento

<sup>55</sup> Tasa de descuento asumido por ELECAUSTRO S.A. para proyectos.

establecida, es decir el VAN deberá ser 0. Este es un caso especial ya que, al no pagar utilidades a trabajadores y el impuesto sobre las utilidades, el costo nivelado de energía calculado es directamente el precio de venta de energía.

FINANCIAMIENTO	PROPIO
CREDITO	0%
MONTO	\$ 2,122,888.25
TASA DE DESC.	3.00%
PRECIO	\$ 0.1526

*Tabla 5. 5 Hipótesis para empresa pública.*

TIR	3.0%
VAN	\$ 0.00

*Tabla 5. 6 Resultados VAN y TIR del escenario a)*

**Inversión privada con autofinanciamiento:** Para este escenario tenemos las hipótesis mostradas en la tabla 5.6, en donde el total del capital a invertir es asumido por el inversionista. y el resultado obtenido de la TIR y el VAN para los diferentes precios en la tabla 5.8.

INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25
VIDA ÚTIL	20
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41
CPPC	7.90%
AD O&M	\$ 40,000.00
LCOE	\$ 0.21

*Tabla 5. 7 Hipótesis del escenario b)*

PRECIO DE VENTA (ctvs)	LCOE	0.2250	0.2555	0.4003
TIR	5.46%	6.28%	7.90%	14.81%
VAN (7.90%)	(\$ 361,582.68)	(\$ 242,612.64)	(\$ 0.00)	\$ 1,151,038.96

*Tabla 5. 8 Evaluación económica para el escenario b). Los valores en rojo entre paréntesis significan valores negativos.*

Para este escenario a diferencia del anterior, el valor calculado de LCOE es de 0.21 USD el cual sirve de partida para que mediante el aumento del precio de

venta calcular valores de TIR y VAN para los cuales el proyecto se vuelve rentable. De esta manera el precio que ofrece un punto de equilibrio para el proyecto es de 25.55 cUSD por kW.h.

**Inversión privada con financiamiento de terceros:** De la misma forma para este escenario las hipótesis se muestran en la tabla 5.3, y el resultado obtenido de la TIR y el VAN para los diferentes precios en la tabla 5.4.

INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25
VIDA UTIL	20
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41
CAPM	7.90%
AD O&M	40000

*Tabla 5. 9 Hipótesis principales para escenarios c, d, e y f.*

ESCENARIOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA					PRECIO DE VENTA (ctvs)	LCOE	0.2250	0.2555	0.4003
c	PLAZO	5 años	CPPC	7.78%	TIR	4.62%	5.76%	7.85%	17.72%
	FINANCIAMIENTO 70%	\$ 1,486,021.77	30% REC. PROPIOS	\$ 636,866.47	VAN	(\$ 368,920.80)	(\$ 236,780.74)	\$ 7,801.31	\$ 1,168,964.59
d	PLAZO	5 años	CPPC	7.85%	TIR	5.14%	6.09%	7.88%	15.76%
	FINANCIAMIENTO 30%	\$ 636,866.47	70% REC. PROPIOS	\$ 1,486,021.77	VAN	(\$ 363,652.47)	(\$ 239,060.37)	\$ 4,315.74	\$ 1,159,753.77
e	PLAZO	10 años	CPPC	7.94%	TIR	11.07%	12.54%	15.63%	30.68%
	FINANCIAMIENTO 70%	\$ 1,486,021.77	30% REC. PROPIOS	\$ 636,866.47	VAN	\$ 242,170.86	\$ 356,250.65	\$ 597,947.25	\$ 1,745,411.80
f	PLAZO	10 años	CPPC	7.92%	TIR	5.16%	6.14%	8.10%	16.70%
	FINANCIAMIENTO 30%	\$ 636,866.47	70% REC. PROPIOS	\$ 1,486,021.77	VAN	(\$ 336,810.50)	(\$ 219,939.38)	\$ 22,203.18	\$ 1,171,784.90

*Tabla 5. 10 Escenarios de evaluación y resultados de TIR y VAN. Los valores en rojo entre paréntesis significan valores negativos.*

Con los resultados obtenidos podemos identificar que el proyecto se vuelve rentable para determinados escenarios de financiamiento con diferentes valores de VAN y TIR. Para escoger cuál de ellos presenta una mejor rentabilidad debemos observar como la TIR varía en función del precio de venta de energía conjuntamente con la ganancia asociada al VAN en función de la inversión realizada con recursos propios, además no debe tener valores negativos en el flujo de caja a excepción del primer año.

### **5.5 Análisis de sensibilidad.**

El análisis de sensibilidad en la evaluación de proyectos ayuda a determinar qué tan viable es el proyecto si determinadas variables ya sea del mercado o el financiamiento cambian, para ello es necesario realizar también un análisis de riesgos en el sector en el cual se desarrollará el proyecto.

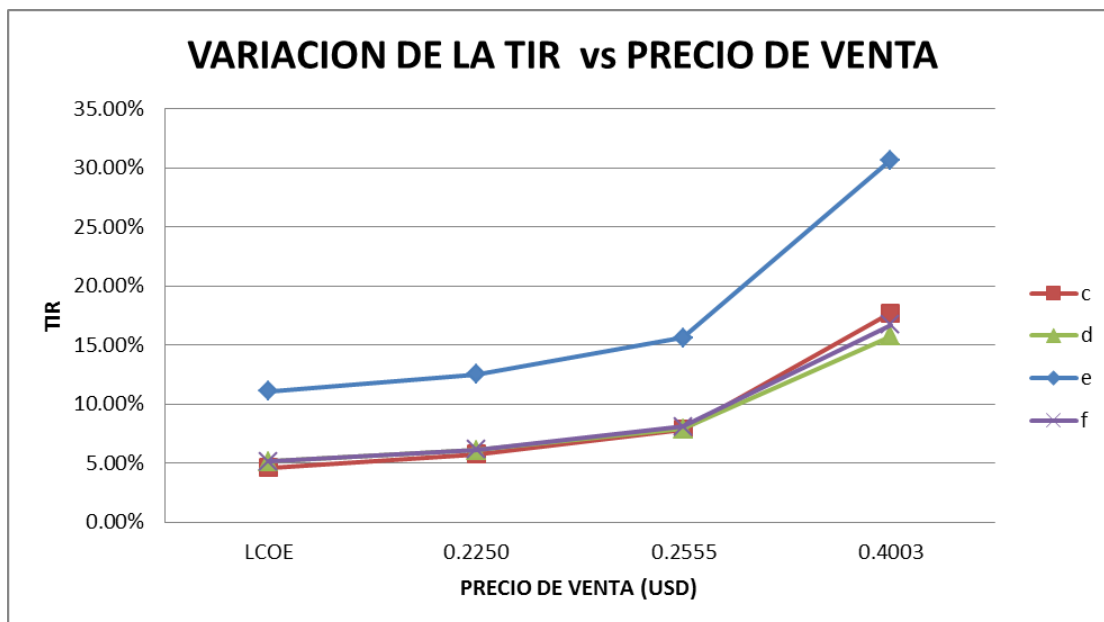
En cuanto a la etapa de pre-inversión e inversión se ha podido identificar dos riesgos principales, que pueden ser tanto del mercado asociado a todos los suministros eléctricos para la implementación de la central y a la seguridad legal que ofrecen las instituciones públicas de nuestro país para garantizar su operación.

Como ya se mencionó anteriormente, para la operación de los diversos tipos de centrales eléctricas en el Ecuador se debe obtener los títulos habilitantes emitidos por la autoridad competente. Según el tipo de central, las regulaciones establecen la figura legal, con las normativas técnicas necesarias para las transacciones de energía, estas regulaciones han sido susceptibles a cambios repentinos por parte del organismo emisor, esto puede ocasionar que un proyecto en fase de estudio “se caiga”.

Dentro del mercado de las energías renovables, los costos de los equipos han ido disminuyendo a un ritmo acelerado, por lo que, los precios de estas tecnologías pueden tener oscilaciones muy sutiles en el corto plazo, pero siempre con tendencia decreciente. Si bien esto no parece un problema, hay que considerar el stock de los diferentes equipos ya que estos pueden ser discontinuados por el fabricante teniendo que repetirse el estudio técnico tomando en cuenta nuevos elementos.

Haciendo caso omiso a los factores de mercado y normativas legales ya mencionados, un análisis que depende del proyectista está basado en la identificación de la TIR, este indicador no es 100% confiable, ya que como se mostró en la ilustración 5.4 una TIR puede ser favorable y a su vez tener flujos

negativos, o también, puede que a pesar de que esta sea mucho mayor que la tasa de interés, el resultado para el VAN no sea aceptable.



*Ilustración 5. 4 Variación de la TIR vs precio de venta*

Es por ello que al mostrar varios escenarios de financiamiento, en la tabla 5.9 se puede observar que los resultados en unos casos presentan mejores condiciones de rentabilidad. Al modificar el precio, cuanto mayor es, el valor de la tasa interna de retorno aumenta. Por estas razones es posible escoger el escenario que a menor precio obtenga la mayor rentabilidad, que para la condiciones de estudio es el escenario “e”, que establece un financiamiento del 70% a 10 años plazo, que con un precio que va desde los 21.06 cUSD hasta los 25.55 cUSD el kW.h se vuelve más rentable y competitivo en comparación a los demás escenarios que poseen una TIR menor con similares precios de venta de la energía.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al culminar este trabajo de investigación, en cada una de las etapas del desarrollo se han identificado varias problemáticas y soluciones que son importantes y deben ser rescatadas como aprendizaje durante el trabajo realizado.

- En la nueva “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica” se establecen lineamientos que no ofrecen un panorama claro para la inversión privada en generación eléctrica a partir de fuentes con ERNC, ya que aún no existe reglamentación derivada de dicha ley. Se designa al MEER como ente responsable para el fomento e incentivo de estas tecnologías, al mismo tiempo que la ARCONEL debe emitir los “Títulos Habilitantes” para proyectos de generación, los cuales pueden ser públicos o privados en donde el precio de comercialización de la energía puede ser definido mediante dos vías, la primera realizando una evaluación económica del proyecto (como la desarrollada en esta metodología), para determinar un precio rentable para el inversionista. Una segunda vía es mediante la fijación de un precio subsidiado por el estado que incentive la inversión privada en generación, conocida también como “feed in tariff”.
- Ya que las empresas públicas no deben obtener “excedentes”, sus proyectos de generación están orientados a que su rentabilidad sea la mínima exigida, lo cual provoca que el precio de la energía sea muy inferior en comparación con proyectos de generación privados.
- Como se analizó en el capítulo 3, la vida útil garantizada por la mayoría de fabricantes de paneles fotovoltaicos es de 25 años, que difiere de la vida útil estipulada en la regulación 003/11, en la que se fijan 20 años para las centrales fotovoltaicas, siendo este el plazo de validez del “Título Habilitante” otorgado por la ARCONEL. Es por esta razón que se

recomienda considerar el valor de salvamento de los equipos para un estudio económico más detallado en la etapa de factibilidad.

- En el pre-diseño desarrollado se analizaron varias alternativas para el dimensionamiento de la central fotovoltaica, finalmente se escogió la alternativa que ofrecía la mayor producción de energía al menor precio, esto no significa que siempre se ha de tomar una decisión basado en este criterio, dependerá también del espacio para la instalación y de los equipos que actualmente se encuentren disponibles en el mercado. Teniendo en cuenta que al ser una industria en constante crecimiento, los equipos pueden ser discontinuados rápidamente.
- El Ecuador se encuentra atravesado por la línea equinoccial lo cual permite una producción muy uniforme a lo largo del año, además cuenta con aceptables niveles de irradiación según los reportes del programa PV SYST 5.55 Demo. Sin embargo, al comparar el rendimiento energético para el proyecto en las localidades de Quito, Guayaquil y “El Descanso” (cercano a la ciudad de Cuenca) se pudo observar que la producción energética varía considerablemente dependiendo de la región en donde se realice la instalación, en donde este último sitio presentó la menor producción energética anual entre las tres.
- La metodología del “Costo Nivelado de Energía” o LCOE ofrece una aproximación al precio de venta de la energía que deberá cubrir todos los costos relacionados a la inversión, operación y mantenimiento de la central; no obstante el precio es ligeramente más bajo, al tener egresos adicionales que dependen directamente del valor de la energía producida, por lo que a partir de éste se debe aumentar hasta alcanzar un valor que proporcione adecuados niveles de rentabilidad en función de la competitividad del mercado. Esta metodología por sí sola no establece el precio de venta de energía.
- Mediante la determinación del costo promedio ponderado de capital (CPPC) se define una tasa de rendimiento del proyecto que varía según los



escenarios planteados para la evaluación económica, este proceso se ha realizado consultando diferentes criterios personales a distintos profesionales, ya que en otros países el valor de la tasa de descuento se pueden obtener directamente mediante estudios de mercado.

- Conforme a lo investigado en las referencias de este trabajo, al evaluar económicamente varios escenarios de financiamiento, se ha tenido precaución al escoger el mejor proyecto basado en el mayor valor de la TIR. Fue más apreciable que uno de los escenarios planteados ofrezca valores aceptables para la TIR y VAN sobre los demás.
- El precio para la venta de energía que se ha determinado con un margen de rentabilidad adecuada en los diversos escenarios son más bajos que el precio establecido en la regulación 004/11, bajo la cual se emitieron gran número de “Títulos Habilitantes” por parte del CONELEC. Es recomendable, que normativas de este tipo, tengan un respaldo técnico basado en estudios como el realizado en esta tesis y que sean actualizadas continuamente, dada la naturaleza dinámica del mercado de la energía renovable.





## Bibliografía

- [1] Oscar Perpinan. (2015, Noviembre) oscarperpinan.github.io. [Online].  
[http://oscarperpinan.github.io/esf/SFCR\\_ConceptosGenerales.pdf](http://oscarperpinan.github.io/esf/SFCR_ConceptosGenerales.pdf)
- [2] Reinaldo Sapag Chain Nassir Sapag Chain, *Preparación y Evaluación de Proyectos*, 4th ed. México: McGraw-Hill Interamericana, 2004.
- [3] Manuel Raúl Peláez Samaniego, Juan Leonardo Espinoza Abad, and varios autores, *Energías Renovables en el Ecuador*, Primera ed. Cuenca, Ecuador, 2015.
- [4] Oscar Perpiñán Lamigueiro. (2012, Enero) Energía Solar Fotovoltaica. [Online].  
[https://procomun.files.wordpress.com/2012/01/esf\\_operpinanene2012.pdf](https://procomun.files.wordpress.com/2012/01/esf_operpinanene2012.pdf)
- [5] Piernavieja, Hernández, Unamunzaga, Garcia, et al. Schallemborg, *Energías Renovables y Eficiencia Energética.*: Instituto Tecnológico de Canarias, 2008.
- [6] Arnulf Jager-Waldau, "PV Status Report ," Ispra, 2013.
- [7] José J. Vázquez Sánchez, Estudio de viabilidad para la implantación de una huerta solar en el municipio de Torrecillas de la Tiesa, Cáceres, 2009.
- [8] G.Nofuentes, J.V.Muñoz, J.Aguilera D.I.Talavera, and J.Terrados. (2011) Manual Técnico : Instalación de Plantas Fotovoltaicas en Terrenos Marginales.
- [9] Miguel Alonso Abella and Faustino Chenlo, "Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red," Madrid, 2006.
- [10] Esteban Cruz Carrascal and Pablo De La Fuente, Inversores en aplicaciones fotovoltaicas, 2012, Proyecto Fin de Carrera; Universidad de Valladolid.
- [11] Pablo Morales, *Construcción y Conservación de Vías*. Bogotá: Escuela Colombiana de Ingeniería, 2008.
- [12] Manuel Campos Fernandez, Manual de Mantenimiento: Planta Solar Fotovoltaica 500kW sobre cubierta de nave industrial en la ciudad de Sevilla, 2012.
- [13] Fernando Javier Moreno Brieva, La TIR una herramienta de cuidado, fmoreno@usm.edu.ec.
- [14] Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona Ottmar Edenhofer, "Special Report on Renewable



Energy Sources and Climate Change Mitigation," IPCC, Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change 2011.

- [15] Roberto Román, Douglass Sims Carolina Herrera, "El Costo Nivelado de Energía y el Futuro de la Energía Renovable No Convencional en Chile: Derribando Mitos," Natural Resources Defense Council, Chile, 2012.

## ANEXO 1

REGISTRO DE GENERADORES MENORES A 1 MW SUJETOS AL TRATAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE LA REGULACIÓN No. CONELEC 004/11					
No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación
1	COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A.	LAS QUEMAZONBS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
2	ARRAYASOLAR S.A.	MACHALA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
3	ENERSIERRA S.A.	COCHASQUÍ	FOTOVOLTAICO	0.980	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha
4	ENEGELISA S.A.	MALCHINGUÍ	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha
5	GRANSOLAR S.A.	TREN DE SALINAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urcuquí, provincia de Imbabura
6	ENERSOL S.A.	ENERSOL PREDIO 1	FOTOVOLTAICO	0.500	Cantón Jaramijó, provincia de Manta
7	ENERSOL S.A.	ENERSOL JARAMIJÓ	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manta
8	ALTGENOTEC S.A.	ALTGENOTEC	FOTOVOLTAICO	0.994	Cantón Guayaquil, provincia del Guayas
9	GENRENOTEC S.A.	GENRENOTEC	FOTOVOLTAICO	0.994	Cantón Guayaquil, provincia del Guayas
10	ENERSOL S.A.	ENERSOL MANTA	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manta
11	RENOVERGY S.A.	HÉROES DEL CENEP	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
12	SOLHUAQUI S.A.	SOLHUAQUI	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
13	SOLSANTROS S.A.	SOLSANTROS	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
14	SABIANGO SOLAR S.A.	SABIANGO SOLAR	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Macará, provincia de Loja
15	SARACAYSOL S.A.	SARACAYSOL	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Santa Rosa, provincia de El Oro
16	GONZAENERGY S.A.	GONZAENERGY	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Gonzanamá, provincia de Loja
17	SANERSOL S.A.	SANERSOL	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Santa Rosa, provincia de El Oro
18	RENERGY S.A.	SALVADOR 1	FOTOVOLTAICO	0.998	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
19	RENERGY S.A.	SALVADOR 2	FOTOVOLTAICO	0.998	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
20	ENERSOL S.A.	ROCAFUERTE	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manta
21	CELLENERGY S.A.	PIMÁN CHIQUITO-SAGRARIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
22	PALLENERGY S.A.	TUMBATU-PUSIR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
23	CELLENERGY S.A.	TUMBATU BOLÍVAR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
24	LUPENERGY S.A.	LORENA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
25	AUSTRAL SOLAR AUSSOLAR S.A.	EL ORO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
26	GUJOMA SOLAR S.A.	CABO MINACHO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
27	AUROSOL S.A.	AURORA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Quito, provincia de Pichincha
28	EPFOTOVOLTAICA	SUNCO MULALÓ	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Latacunga, provincia de Cotopaxi
29	ECOGEN S.A.	HUAQUILLAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
30	GENROC S.A.	CHACRAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
31	LA LIBERTAD SOLAR S.A.	SANTA ELENA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena
32	VALSOLAR S.A.	MALCHINGUÍ	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha
33	GREENWATT Cia. Ltda.	PINGUNCHUELA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
34	AURORA SOLAR AUROSOL S.A.	EDELMIRA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
35	GENERLOJ S.A.	SANTA ROSA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
36	LOJAENERGY S.A.	LOJAENERGY	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Catamayo, provincia de Loja
37	SURENERGY S.A.	SURENERGY	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Catamayo, provincia de Loja
38	VALSOLAR S.A.	PARAGACHI	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pimampiro, provincia de Imbabura
39	VALSOLAR S.A.	ESCOBAR	FOTOVOLTAICO	0.960	Cantón Bolívar, provincia del Carchi
40	CHOTASOLAR S.A.	CHOTASOLAR	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
41	IMBASOLAR S.A.	IMBASOLAR	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
42	AUTICON	ATAHUALPA	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena
43	SEDOFOCORP	CHANDUY	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena
44	FIDATOLEH S.A.	EL AZÚCAR	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena
45	RENOENERGY	RENOENERGY	FOTOVOLTAICO	0.700	Cantón Zapotillo, provincia de Loja
46	PROSOLAR LOJA	PROSOLAR LOJA	FOTOVOLTAICO	0.900	Cantón Zapotillo, provincia de Loja
47	GENALTERNATIVA	EL ALÁMO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
48	BIOMASGEN S.A.	SANTA ANA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
49	EPFOTOVOLTAICA	PASTOCALLE	FOTOVOLTAICO	0.995	Provincia de Cotopaxi
50	BRINEFORCORP S.A.	BRINEFORCORP S.A.	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón San Vicente, provincia de Manabí
51	EMETRIPLUS S.A.	SAN ISIDRO	FOTOVOLTAICO	0.650	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
52	SAN MIGUEL S.A.	SAN MIGUEL	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Jaramijó, provincia de Manta
53	GENELGUAYAS EP	GENELGUAYAS EP	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón Playas, Provincia del Guayas
54	GENMACHALILA GENERACIÓN S.A.	ROCÍO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
55	GENERAMBIENT GENERACIÓN RENO	ROSARIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
56	ARENGENERACIÓN S.A.	EL TAMBO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
57	PAFECHIF GENERACIÓN S.A.	LA GUAJIRA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
58	GENERACIÓN SOLAR ANDINA GENSO	SANTA MÓNICA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
59	OROSOLGEN S.A.	LA LIBERTAD	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro

REGISTRO DE GENERADORES MENORES A 1 MW SUJETOS AL TRATAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE LA REGULACIÓN No. CONELEC 004/11					
No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación
60	MACHAGEN S.A.	PAQUISHA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
61	GENERACIÓN RENOVABLE RENOGEN	EL PORVENIR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
62	GENERACIÓN RENOVABLE GENRENO	SANTA ANA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
63	ESPOENERGY GENERACIÓN S.A.	ISABELITA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
64	SOLCHACRAS S.A.	SOLCHACRAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
65	SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A.	SAN PEDRO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Calvas, provincia de Loja
66	SOL SANTONIO S.A.	SOLSANTONIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
67	MEDIABONENERGY S.A.	TUMBATU	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Bolívar, provincia del Carchi
68	MEDIABONENERGY S.A.	PIMÁN CHIQUITO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
69	PALLENERGY S.A.	PIMÁN CHIQUITO AMBUQUÍ	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
70	EOLIGENER S.A.	EL JARDÍN	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
71	CHIRGERENO S.A.	LA LUZ	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro
72	RENOVALOJA S.A.	RENOVALOJA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Catamayo, provincia de Loja
73	ELECTRISOL S.A.	ELECTRISOL	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha
74	WILDTECSA S.A.	VILDTECSA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urbina Jado, provincia del Guayas
75	SANSAU S.A.	SANSAU	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urbina Jado, provincia del Guayas
76	PHOENIX ENERGY S.A.	EOS	FOTOVOLTAICO	0.081	Cantón Quito, provincia de Pichincha
TOTAL CAPACIDAD PROYECTOS MENORES 1 MW				73.4862	

PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MAYORES A 1 MW SUJETOS AL TRATAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE LA REGULACIÓN No. CONELEC 004/11					
No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación
1	DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DEL ECUADOR S.A.	SHIRI I	FOTOVOLTAICO	50.0	Cantón Quito, provincia de Pichincha
2	GRANSOLAR S.A.	SALINAS	FOTOVOLTAICO	2.0	Cantón Urququí, provincia de Imbabura
3	ECUADOR ENERGÉTICO S.A.	IMBABURA-PIMÁN	FOTOVOLTAICO	25.0	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
4	ECUADOR ENERGÉTICO S.A.	SANTA ELENA I	FOTOVOLTAICO	25.0	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena
5	ENERCAY S.A.	CENTRO DEL MUNDO	FOTOVOLTAICO	10.0	Cantón Cayambe, provincia de Pichincha
6	SUN ENERGY ECUADOR S.A.	RANCHO CAYAMBE	FOTOVOLTAICO	16.0	Cantón Cayambe, provincia de Pichincha
7	GUIARS S.A.	VAIANA	FOTOVOLTAICO	20.0	Cantón Guayas, provincia del Guayas
8	RACALSER S.A.	CHOTA-PIMÁN	FOTOVOLTAICO	8.0	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
9	ENERGÍA SOLAR S.A.	MANABÍ	FOTOVOLTAICO	30.0	Cantón Montecristi, provincia de Manabí
10	ENERGÍAS MANABITAS S.A.	MONTECRISTI	FOTOVOLTAICO	12.0	Cantón Montecristi, provincia de Manabí
11	SUPERGALEÓN S.A.	SAN ALFONSO	FOTOVOLTAICO	6.0	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura
12	GALAPAGOS POWER S.A.	ZAPOTILLO	FOTOVOLTAICO	8.0	Cantón Zapotillo, provincia de Loja
13	AENERDOR S.A.	LAGARTO	FOTOVOLTAICO	20.0	Cantón Río Verde, provincia de Esmeraldas
14	CONDORSOLAR S.A.	CONDORSOLAR	FOTOVOLTAICO	30.0	Cantones Cayambe y Tabacundo, provincia de Pichincha
15	SOLARCONNECTION S.A.	SOLARCONNECTION	FOTOVOLTAICO	20.0	Cantones Cayambe y Tabacundo, provincia de Pichincha
TOTAL CAPACIDAD PROYECTOS MAYORES 1 MW				282	



## ANEXO 2

### PANELES:

ISOFOTON ISF 250 BLACK

BOSCH-C SI-P60

JINKO JKM 250P-60

KYOCERA KD320GH-4YB

### INVERSORES:

SMA STP20000TL


SMA SC500CP XT

ABB TRIO-20.0-TL-OUTD

ABB PVO-200.0-TL

### ESTRUCTURAS:

SCHLETTTER FS3V-DUO\_COMBI



**ISO FOTON** +30 years

*More than 30 years of reliable experience*

## MONOCRYSTALLINE MODULE ISF-250 BLACK

**Enjoy ISO FOTON's competitive advantages**

- More than 30 years manufacturing cells and solar modules
- International experience in project development: More than 300 EPC projects around the world
- After sales service
- Cutting edge technology and certified quality
- Commitment to sustainable development

**Enjoy ISF modules' competitive advantages**

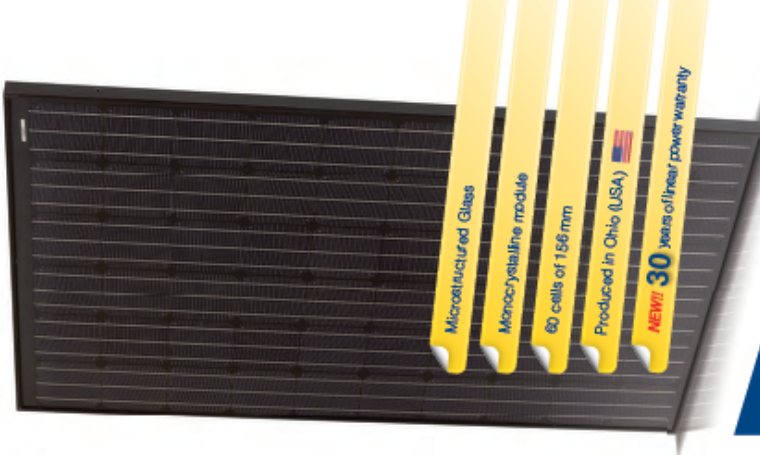
- Microstructured glass with greater capacity to absorb diffuse light, improving energy yield
- Junction box designed to minimize electricity loss
- Ultralight module

**ISO FOTON's warranty**


**NEW!!**

**30** years of linear power warranty, 25 % better than the standard market warranty

**10** years of product warranty

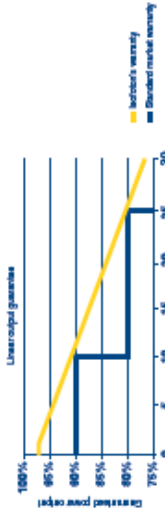


Microstructured Glass  
 Monocrystalline module  
 60 cells of 156 mm  
 Produced in Ohio (USA)  
**NEW!!** 30 years of linear power warranty






**ISO FOTON** +30 years




*More than 30 years of reliable experience*



**Module certifications**








**Company certifications**

**ISO FOTON** +30 years

*More than 30 years of reliable experience*

# MONOCRYSTALLINE MODULE ISF-250 BLACK



More than 30 years of reliable experience

ELECTRICAL CHARACTERISTICS		
Performance at STC: Irradiance, 1.000 W/m <sup>2</sup> ; cell temperature, 25° C (77° F); AM, 1.5		
	ISF - 245	ISF - 250
Rated Power (P <sub>max</sub> )	245 W	250 W
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	37,6 V	37,8 V
Short-circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8,63 A	8,75 A
Maximum power point Voltage (V <sub>mpp</sub> )	30,5 V	30,6 V
Maximum power point Current (I <sub>mp</sub> )	8,04 A	8,17 A
Efficiency	14,8 %	15,1 %
Power tolerance (% P <sub>max</sub> )	0/+3 %	0/+3 %

Performance at Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, ambient temperature 20° C (68° F), AM 1.5, wind speed 1 m/s

	ISF - 245	ISF - 250
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	178 W	181 W
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	34,8 V	35,0 V
Short-circuit Current (I <sub>sc</sub> )	6,96 A	7,06 A
Maximum power point Voltage (V <sub>mpp</sub> )	27,4 V	27,5 V
Maximum power point Current (I <sub>mp</sub> )	6,49 A	6,59 A

Efficiency reduction from 1.000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> according to standard IEC 60904-1

5% (+/-3%)

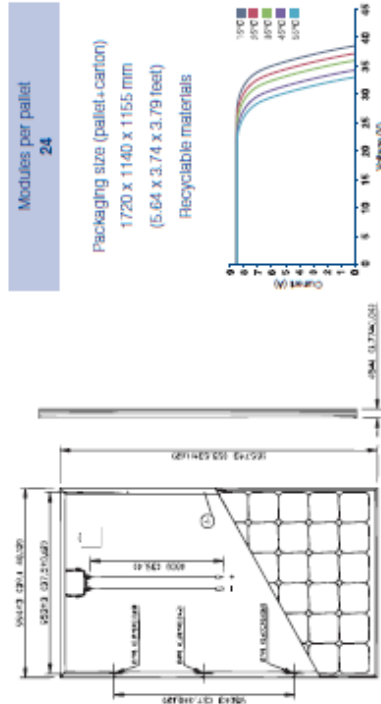
OPERATIONAL CHARACTERISTICS		
Maximum System Voltage	600 V (UL) / 1000 V (IEC)	
Series Fuse Rating	20 A	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	47 +/- 2° C (116.6 +/- 3.5 F)	
Operating Temperature	-40 to +85° C (-40 to 185 F)	
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0,44%/K	
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0,334%/K	
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	0,048%/K	

CONTACT DETAILS	FACTORY	HEADQUARTERS
		
	Isolation North America 800 Independence Drive Napoleon, OH 43545 Tel: +1 419 591 4330 info@isolationnorthamerica.com	Isolation North America Headquarters 1401 New York Avenue, NW Suite 1225 Washington, D.C. 20005 Tel: +202 463 7877 info@isolationnorthamerica.com

REMARKS: ISO FOTON may modify these specifications without notice. This publication meets the standards of the IEC 60904:March 2013

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Solar Cell	Monocrystalline Silicon - 156 mm x 156 mm (6 inches)
Number of cells	60 cells (6x10)
Dimensions	1667 x 994 x 45 mm (65.63 x 39.13 x 1.77 in)
Weight	19 kg (41.89 pounds)
Glass	High transmittance, patterned, tempered, 3,2 mm (EN-12150)
Frame	Anodized aluminum, grounding drills
Maximum mechanical load	5400 Pa (112.78 psf) (Snow load)
Junction Box	IP 65 with 3 bypass diodes
Cables, plug	Solar cable 1 m (39.37 in), 4 mm <sup>2</sup> (12 AWG), MC4 or LC4

DIMENSIONS	PACKAGING
------------	-----------





## Powerful performance – high stability.

### Bosch Solar Module c-Si P 60 EU30123

**High-quality – high-performance – reliable.**  
Solar modules from Bosch Solar Energy.


BOSCH



**Our crystalline solar modules offer impressive features including:**

- Excellent quality assured through use of the best European-standard components
- Excellent processing and long-term stability right along the value-added chain
- Higher specific yields due to positive power sorting



**Quality**  
Salt corrosion resistance tested  
Ammonia resistance tested



**Product features**  
Performance sorting –  $\eta$  +4.99 Wp  
Temperature coefficient  $P_{mp}$  –0.44 %/K



**Components**  
Silver frame, polycrystalline cell, MC4



**Warranty**  
10 years product and  
25 years performance guarantee  
(90% up to 10 years, 80% up to 25 years)



**Power classes**  
230–240 Wp

**Our certificates – quality stamps in writing**  
Bosch Solar Energy modules go through strict quality tests during the different stages of production according to international standards.




1. TÜV Rheinland  
2. TÜV SÜD  
3. TÜV Nord  
4. TÜV Austria  
5. TÜV Rheinland  
6. TÜV SÜD  
7. TÜV Nord  
8. TÜV Austria





## Bosch Solar Module c-Si P 60 | EU30123

Length [x]	Width [y]	Frame height [z]	Weight	Junction box	Plug connector type	Cable [l]	Front glass surface
1660	990	50	21	Speisberg PV 1410	MC4	-800 +1200	Structured
x, y, l in mm, ±2; z in mm, ±0.3; weight in kg ±0.5							

Crystalline solar module	
Performance classes	230 Wp, 235 Wp, 240 Wp
Performance sorting	-0/+4.99 Wp
Structure	Glass-foil laminate ► Anodized aluminum frame ► Junction box (IP 65) with 3 bypass diodes ► Weather-resistant back sheet (white)
Cells	60x polycrystalline solar cells in 156 mm x 156 mm format

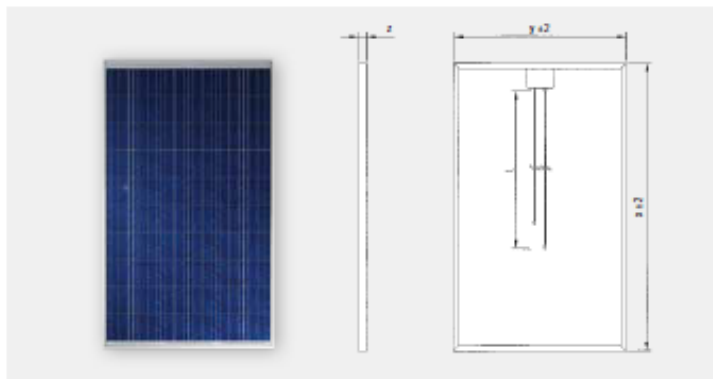
### Electrical characteristics for STC<sup>1</sup>:

Designation	P <sub>mp</sub> [Wp]	V <sub>mp</sub> [V]	I <sub>mp</sub> [A]	V <sub>oc</sub> [V]	I <sub>sc</sub> [A]	Reverse-current load capacity [A]
P240	240	30.03	8.11	37.50	8.64	15
P235	235	29.83	7.90	37.30	8.53	15
P230	230	29.62	7.88	37.10	8.43	15
Reduction in module efficiency with decrease in irradiation level from 1000 W/m² to 200 W/m² (at 25 °C): -0.40% (absolute); measuring tolerance P <sub>mp</sub> ±3%						

### Electrical characteristics for NOCT<sup>2</sup>:

Designation	P <sub>mp</sub> [W]	V <sub>mp</sub> [V]	V <sub>oc</sub> [V]	I <sub>sc</sub> [A]
P240	173	27.28	34.74	6.96
P235	169	27.08	33.54	6.87
P230	166	26.87	33.34	6.78
NOCT: Normal Operation Cell Temperature 46 °C; Irradiation level 800 W/m², AM 1.5, temperature 20 °C, wind speed 1 m/s, electrical open circuit operation				

### Dimensions<sup>2</sup>:



<sup>1</sup> Electrical parameters are typical mean values from historical production data. No guarantee is made for the accuracy of this data for future production batches.

<sup>2</sup> Drawings are not to scale. For detailed dimensions and tolerances, see above.

The Bosch Solar Energy AG installation and operating instructions must be followed. Bosch Solar Energy AG accepts no liability for damage to equipment operated in conjunction with solar modules from Bosch Solar Energy AG without regard to the technical datasheets. Subject to technical modifications in the course of product development and mistakes/errors.

### Notes on assembly:

- See installation and operating manual at: [www.bosch-solarenergy.com/products](http://www.bosch-solarenergy.com/products)
- Horizontal and vertical assembly possible
- System voltage max. 1000 V
- Operating temperature range -40 to 85 °C

### Weak light performance:

Intensity [W/m²]	V <sub>mp</sub> [%]	I <sub>mp</sub> [%]
800	1.0	-20
600	0.3	-40
400	-0.2	-60
200	-1.8	-80
100	-5.0	-90
The electrical data applies for 25 °C and AM 1.5.		

### Thermal characteristics:

Temperature coefficient	TK [%/K]
P <sub>mp</sub>	-0.44
V <sub>oc</sub>	-0.31
I <sub>sc</sub>	0.04

**Bosch Solar Energy AG**  
Robert Bosch Straße 1  
99310 Arnstadt  
Germany  
Phone: +49 (0)3628 6644-0  
Fax: +49 (0)3628 6644-1133  
[sales.se@de.bosch.com](mailto:sales.se@de.bosch.com)  
[www.bosch-solarenergy.com](http://www.bosch-solarenergy.com)

Version: 10/2012

www.jinkosolar.com

**JinKO** Solar

## JKM265P-60

MÓDULO POLICRISTALINO  
245-265 Vatios

Jinko Solar introduce una nueva línea de módulos de alta eficiencia en amplia gama de aplicación.



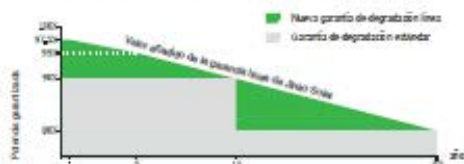
### Principales características

- Alta eficiencia (hasta un 16,19%) gracias a una tecnología de fabricación superior y un diseño optimizado
- El recubrimiento antirreflejante optimiza la absorción de la luz y reduce el polvo superficial
- Excelente rendimiento en un entorno de baja irradiación luminica
- El módulo en conjunto cuenta con una elevada resistencia certificada al viento (2400 Pa) y a la nieve (5400 Pa)
- Alta resistencia a la niebla salina y al amoniaco

### CALIDAD Y SEGURIDAD

- Tolerancia positiva 0/+3% \*
- Garantía de producto de 10 años (material y mano de obra) \*
- Garantía de potencia (12 años al 90%, 25 años al 80%)
- Garantía de degradación lineal \*

#### Garantía de degradación de primera categoría



\* Según las necesidades del cliente y las condiciones contractuales

Fábrica con certificación ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001  
Productos con certificación IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716

#### Aplicaciones



Tijadas residenciales conectadas a la red eléctrica



Tijadas comerciales e industriales conectadas a la red eléctrica

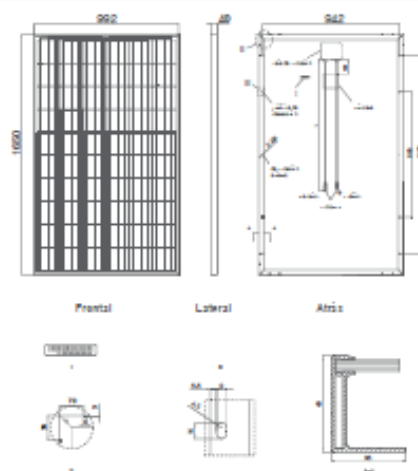


Plantas de energía solar



Sistemas no conectados a la red eléctrica

### Dibujos técnicos

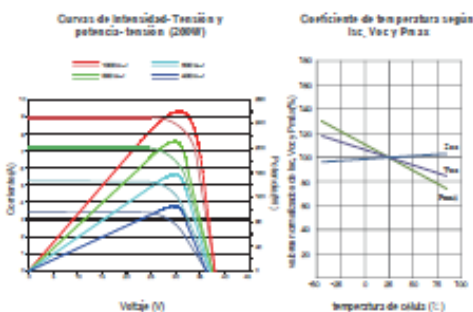


### Embalaje

(Dos cajas = un pallet)

25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 700 pzs./40'HQ contenedores

### Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura







### Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina 156×156mm (6 pulgadas)
Nº de células	60 (5×12)
Dimensiones	1650×992×40mm (65,00×39,05×1,57 pulgadas)
Peso	18,5kg (40,8 libras)
Vidrio frontal	3,2 mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexión	Clase IP67
Cables de salida	TÜV 1×4,0 mm², longitud 900 mm

## ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM225P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P <sub>máx</sub> )	225Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	188Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -VMPP (V)	30,1V	27,8V	30,5V	28,0V	30,8V	28,2V	31,1V	28,7V	31,4V	29,0V
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -IMPP (A)	8,14A	6,50A	8,20A	6,58A	8,26A	6,63A	8,37A	6,71A	8,44A	6,76A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	37,5V	34,8V	37,7V	34,9V	38,0V	35,2V	38,1V	35,2V	38,6V	35,3V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8,76A	7,16A	8,85A	7,21A	8,92A	7,26A	8,98A	7,31A	9,03A	7,36A
Eficiencia del módulo (%)	14,97%		15,27%		15,58%		15,89%		16,19%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C/+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0/+3%									
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	-0,41%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0,31%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0,06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

STC:  Radiación 1000 W/m²  Célula módulo 25°C  AM=1.5

NOCT:  Radiación 800 W/m²  Ambiente módulo 20°C  AM=1.5  Velocidad del viento 1m/s

\* TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

La empresa se reserva el derecho final de explicación de toda la información presentada por este medio. SP-MKT-265P\_rev2014



We care! Since 1975.

## Serie Y

KD140GH-2YU · KD190GH-2YU · KD220GH-4YU  
KD240GH-4YB2 · KD245GH-4YB2 · KD320GH-4YB



Esslingen, Alemania

### TECNOLOGÍA PUNTA

#### ► Célula:

- 156 mm × 156 mm
- Policristalina, 3 busbar
- Nivel de eficiencia > 16 %
- Integrado en lámina EVA
- Nitrato de silicio texturizado: poco reflejo de luz, coloración homogénea

#### ► Bastidor:

- Aluminio negro anodizado revestido
- Atomillado y adicionalmente encolado
- Capacidad de carga: 5.400 N/m²
- Aberturas de drenaje internas contra daños por heladas
- Montaje flexible (transversal o vertical)
- Autorizado para sistemas de inserción (excepto módulos de 80 células)
- Módulos de 60, 80 células: reforzado al dorso con 2 travesaños

#### ► Caja de empalme:

- Incl. diodos bypass
- Totalmente sellada

- Máxima categoría de no inflamabilidad SVA según UL94

- Módulos de 36, 48 células: preconfeccionada con líneas conectoras y uniones enchufables originales multi-contacto
- Módulos de 54, 60, 80 células: preconfeccionada con líneas conectoras y uniones enchufables SMK (MC4 compatibles)

#### ► Emparejado:

- Proceso de clasificación: se logra la potencia nominal de dos módulos emparejados (p. ej. ≥ 490 Wp con 2 × KD245GH-4YB2)

#### ► Producción:

- Procesos de producción totalmente automatizados e integrados en plantas propias
- Integración vertical = 100 % control

#### ► Asistencia:

- Servicio de asistencia al cliente en toda Europa, desde Esslingen, Alemania

### LA COMPAÑÍA

Kyocera Solar es una de las pioneras del sector fotovoltaico y tiene más de 35 años de experiencia. Desde entonces que participamos en numerosas soluciones avanzadas en todo el mundo. La innovación y la calidad son lo que más nos importa.

Nuestra meta es hacer que la energía solar sea accesible para todas las personas, procurando así un aprovisionamiento de energía ampliamente difundido y sostenible.

### Los módulos fotovoltaicos de Kyocera cumplen los más altos requisitos



- Precisión, innovación
- Calidad, precisión
- Servicio técnico, 24h
- Cumplimiento ambiental
- Testing



IEC 61701



Kyocera es una empresa certificada según ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS SERIE Y						
Tipo de módulo PV	KD140GH-2YU	KD190GH-2YU	KD220GH-4YU	KD240GH-4YB2	KD245GH-4YB2	KD320GH-4YB
<b>A 1000 W/m² (STC)<sup>(1)</sup></b>						
Potencia nominal P [W]	140	190	220	240	245	320
Tensión máxima del sistema [V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Tensión de máxima potencia [V]	17,7	23,6	26,6	29,8	29,8	40,1
Corriente de máxima potencia [A]	7,91	8,06	8,28	8,06	8,23	7,99
Tensión de circuito abierto [V]	22,1	29,5	33,2	36,9	36,9	49,5
Corriente de cortocircuito [A]	8,68	8,62	8,98	8,59	8,91	8,60
Nivel de eficiencia [%]	13,9	14,3	14,8	14,5	14,8	14,5
<b>A 800 W/m² (NOCT)<sup>(2)</sup></b>						
Potencia nominal P [W]	101	137	158	172	176	230
Tensión de máxima potencia [V]	16,0	21,3	24,0	26,7	26,8	36,1
Corriente de máxima potencia [A]	6,33	6,45	6,63	6,45	6,58	6,40
Tensión de circuito abierto [V]	20,2	27,0	30,4	33,7	33,7	45,3
Corriente de cortocircuito [A]	7,03	7,14	7,27	6,95	7,21	6,96
NOCT [°C]	45	45	45	45	45	45
Tolerancia de potencia [%]	+5/-5	+5/-5	+5/-3	+5/-3	+5/-3	+5/-3
Resistencia a la corriente inversa I <sub>g</sub> [A]	15	15	15	15	15	15
Protección máx. del string [A]	15	15	15	15	15	15
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto [%/K]	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito [%/K]	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Coefficiente de temperatura a P <sub>max</sub> [%/K]	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46
Reducción del nivel de eficacia de 1000 W/m² a 200 W/m² [%]	5,3	5,3	6,0	7,3	6,6	7,1
<b>MEDIDAS</b>						
Longitud [mm]	1500 (±2,5)	1338 (±2,5)	1500 (±2,5)	1662 (±2,5)	1662 (±2,5)	1662 (±2,5)
Ancho [mm]	668 (±2,5)	990 (±2,5)	990 (±2,5)	990 (±2,5)	990 (±2,5)	1320 (±2,5)
Altura/ind. caja de contacto [mm]	46	46	46	46	46	46
Peso [kg]	12,5	16	18	20	20	27,5
Cable [mm]	(+)1010/(-)840	(+)1030/(-)840	(+)1100/(-)900	(+)1190/(-)960	(+)1190/(-)960	(+)1290/(-)1040
Tipo de conexión	MC-PV-KBT3 / MC-PV-KST3	MC-PV-KBT3 / MC-PV-KST3	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)
Caja de contacto [mm]	113 ± 82 ± 15	113 ± 82 ± 15	123 ± 91,6 ± 16	123 ± 91,6 ± 16	123 ± 91,6 ± 16	133 ± 136 ± 16,5
Número de diodos bypass	2	3	3	3	3	4
Código IP	IP65	IP65	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67
<b>CÉLULAS</b>						
Cantidad por módulo	36	48	54	60	60	80
Tecnología celular	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline
Tamaño celular [cuadrado] [mm]	156 ± 156	156 ± 156	156 ± 156	156 ± 156	156 ± 156	156 ± 156
Conexión de células	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar
<b>DATOS GENERALES</b>						
Garantía de rendimiento	10 <sup>(3)</sup> / 20 años <sup>(4)</sup>	10 <sup>(3)</sup> / 20 años <sup>(4)</sup>	10 <sup>(3)</sup> / 20 años <sup>(4)</sup>	10 <sup>(3)</sup> / 20 años <sup>(4)</sup>	10 <sup>(3)</sup> / 20 años <sup>(4)</sup>	10 <sup>(3)</sup> / 20 años <sup>(4)</sup>
Garantía	10 años <sup>(5)</sup>	10 años <sup>(5)</sup>	10 años <sup>(5)</sup>	10 años <sup>(5)</sup>	10 años <sup>(5)</sup>	10 años <sup>(5)</sup>

(1) Los datos eléctricos son válidos en condiciones de prueba estándar (STC): irradiancia de 1000 W/m², masa de aire AM 1.5 y temperatura celular de 25 °C.

(2) Los datos bajo temperatura operativa nominal de las células (NOCT): irradiancia de 800 W/m², masa de aire AM 1.5, velocidad del viento de 1 m/s y temperatura ambiente de 20 °C.

(3) 10 años al 90% de la potencia máxima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC).

(4) 20 años al 80% de la potencia máxima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC).

(5) Sin el uso de partes dentro de 10 años.

La información y cualquier modificación se publica en: [www.kyocera.com](http://www.kyocera.com) / [www.kyocera.es](http://www.kyocera.es) / [www.kyocera.de](http://www.kyocera.de)

Su distribuidor Kyocera local:

**KYOCERA SOLAR**

KYOCERA Fineceramics GmbH  
Solar Division  
Fritz-Mueller-Strasse 27  
73730 Esslingen / Alemania  
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99  
Fax: +49 (0)711-93 93 49 50  
E-Mail: [solar@kyocera.de](mailto:solar@kyocera.de)  
[www.kyocerasolar.es](http://www.kyocerasolar.es)

## SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL



### Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

### Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

### Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1 000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring

### Innovador

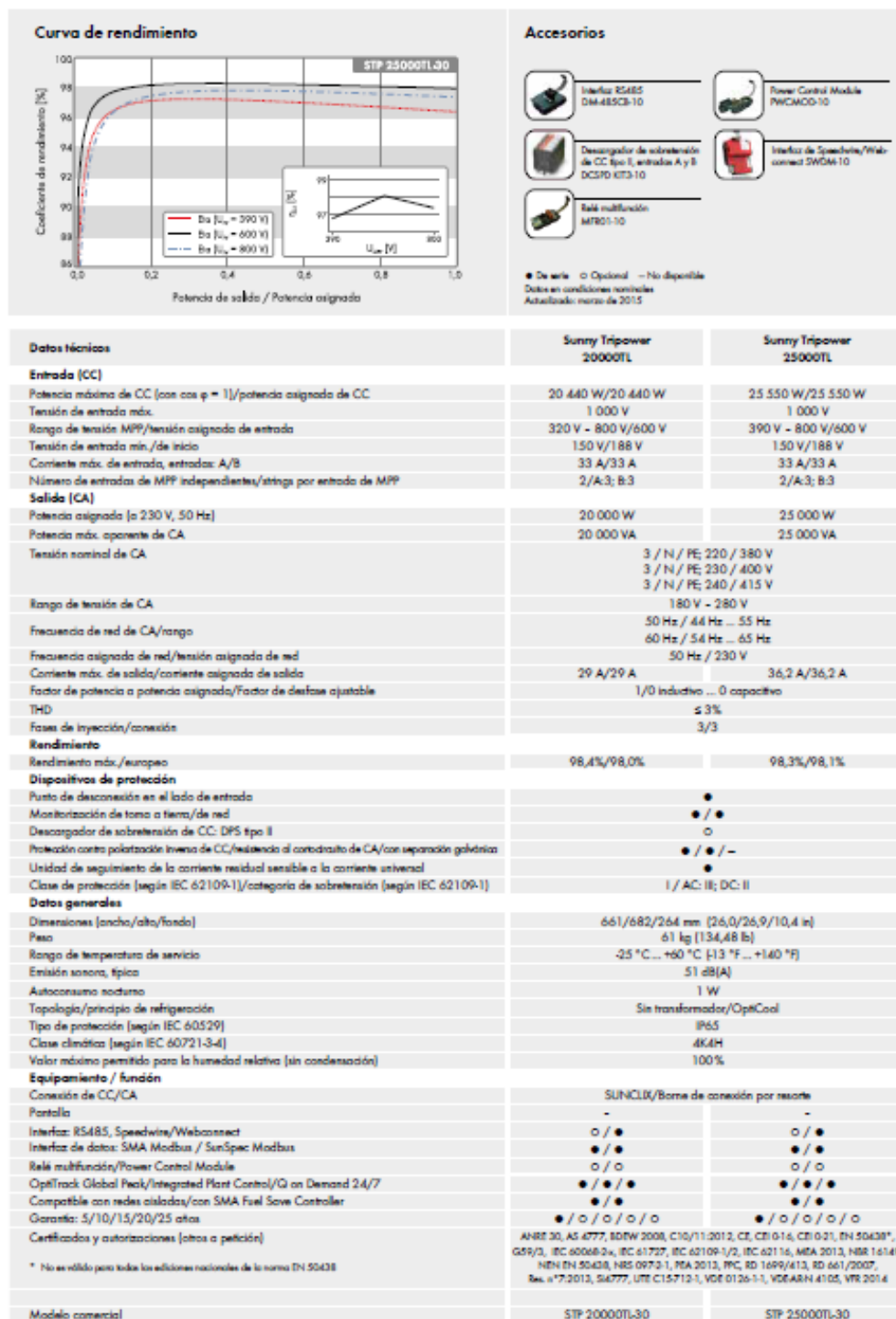
- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

## SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower 20000TL/25000TL es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.



## SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT



### Rentable

- Precio específico notablemente reducido gracias a la mayor potencia
- Máximas ganancias con reducidos costes de sistema

### Resistente

- Potencia nominal plena en funcionamiento constante a una temperatura ambiente de hasta 50 °C
- Instalación directa en el lugar; optimizado para condiciones climáticas extremas desde -40 °C hasta 62 °C
- Gestión activa de la temperatura gracias a OptiCool™

### Flexible

- Amplio rango de la tensión de entrada de CC para el uso flexible de distintas configuraciones de módulos
- Perfectamente adaptado a los diferentes comportamientos de los generadores fotovoltaicos en función de la temperatura

### Versátil

- Todas las funciones de gestión de red incluidas; preparado para "Q at Night", incluido el funcionamiento exclusivo con potencia reactiva
- Plataforma informática hecha a medida para una monitorización y un control óptimos de las inversiones

## SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT

El CP ampliado: con muchas más funciones

Más potencia: gracias a sus funciones ampliadas, la nueva serie Sunny Central CP XT es aún más potente. Al mismo tiempo, tiene un precio específico más bajo; con reducidos costes de sistema, y ofrece unas ganancias máximas. El Sunny Central CP XT está optimizado para soportar temperaturas de hasta 50 °C con una potencia nominal plena en funcionamiento constante y valores negativos de hasta -40 °C. El inversor está equipado con todas las funciones de gestión de red y está preparado para "Q at Night". La plataforma informática hecha a medida asegura una monitorización y control óptimos.



## SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT

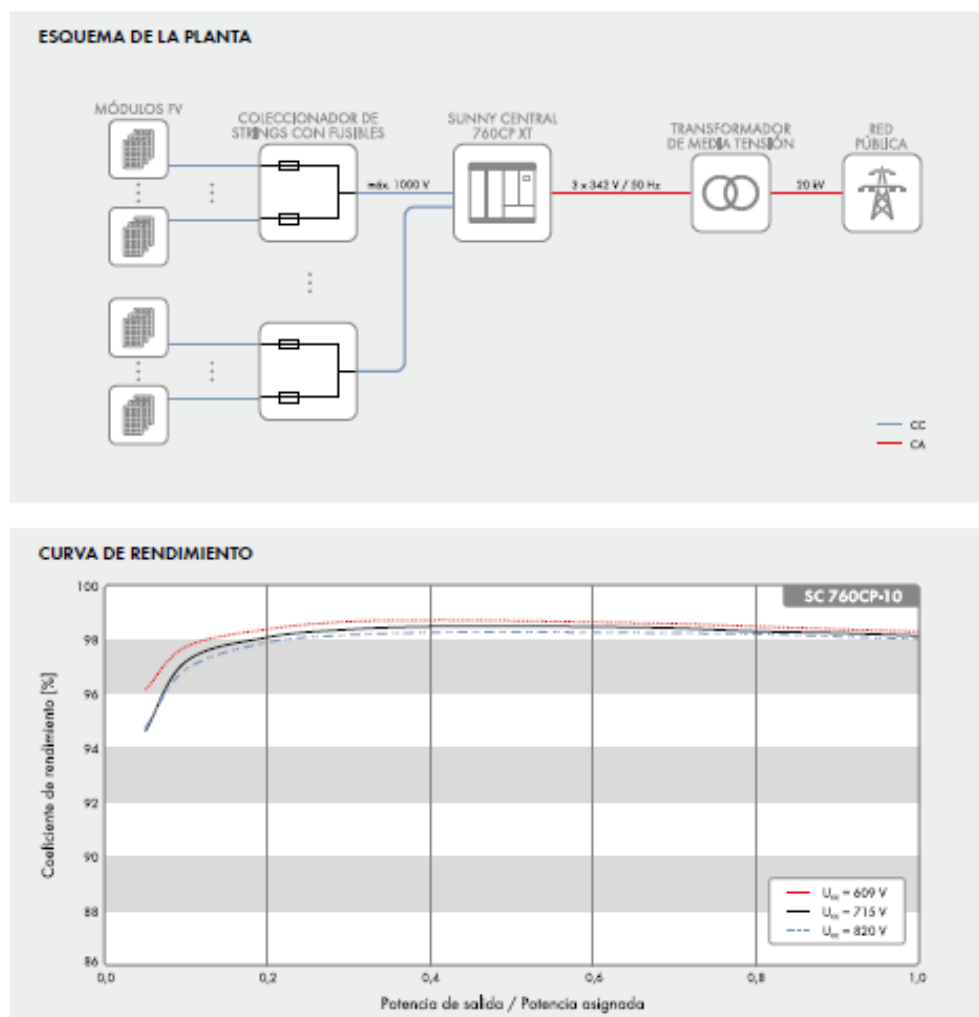
Datos técnicos	Sunny Central 500CP XT	Sunny Central 630CP XT
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia de CC máx. (con cos φ = 1)	560 kW	713 kW
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
$U_{MPP} \text{ con } I_{MPP} < I_{SCmax}$	430 V	500 V
Rango de tensión MPP [a 25 °C / a 50 °C con 50Hz] <sup>1,2</sup>	449 - 850 V / 430 - 850 V	529 - 850 V / 500 - 850 V
Rango de tensión MPP [a 25 °C / a 50 °C con 60 Hz] <sup>1,2</sup>	449 - 850 V / 436 - 850 V	529 - 850 V / 505 - 850 V
Tensión asignada de entrada	449 V	529 V
Corriente máx. de entrada	1 250 A	1 350 A
Corriente de cortocircuito máx.	2 500 A	2 500 A
Número de entradas del MPP independientes	1	1
Número de entradas de CC	9	9
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia asignada [a 25 °C] / potencia nominal CA [a 50 °C]	550 kVA / 500 kVA	700 kVA / 630 kVA
Tensión nominal de CA / rango de tensión nominal de CA	270 V / 243 - 310 V	315 V / 284 - 362 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 270 V	50 Hz / 315 V
Corriente máx. de salida / coeficiente máx. de distorsión	1 176 A / 1 238 A <sup>3</sup> / 0,03	1 283 A / 1 350 A <sup>3</sup> / 0,03
Factor de potencia a potencia asignada / factor de distorsión ajustable	1 / 0,9 inductivo ... 0,9 capacitivo	
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
<b>Rendimiento<sup>4</sup></b>		
Rendimiento máx. / rendimiento europeo / rendimiento californiano	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %
<b>Dispositivos de protección</b>		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Seccionador de carga a motor	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo I	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Detección de red aislada, activa / pasiva	● / -	● / -
Monitorización de red	●	●
Monitorización de fallo a tierra / de fallo a tierra por control remoto	○ / ○	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○	○
Descargador de sobretensión de la alimentación auxiliar	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	2 562 / 2 272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inch)	
Peso en kg	1 900 kg (4 200 lb)	1 900 kg (4 200 lb)
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F	-25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F
Rango ampliado de temperatura de funcionamiento	○ [-40 ... 62 °C / -40 ... 144 °F]	○ [-40 ... 62 °C / -40 ... 144 °F]
Emissiones de ruido <sup>5</sup>	60 dB(A)	60 dB(A)
Autoconsumo máx. (funcionamiento) <sup>6</sup> / autoconsumo (nocturno)	1 900 W / <100 W	1 900 W / <100 W
Tensión de alimentación auxiliar externa	230 / 400 V (3/4/PE)	230 / 400 V (3/4/PE)
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección: electrónica/serie de conexión (según IEC 60529)/según IEC 60721-3-4	IP54/IP43/AC2, 4S2	IP54/IP43/AC2, 4S2
Campo de aplicación: sin protección al aire libre/interiores	● / ○	● / ○
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15 ... 95 %	15 ... 95 %
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar 2 000 m/4 000 m	● / ○	● / ○
Consumo de aire fresco (inversor)	3 000 m³/h	3 000 m³/h
<b>Equipamiento</b>		
Conexión de CC / CA	Terminal de anillo / terminal de anillo	
Pantalla	Pantalla táctil HMI	
Comunicación / protocolos	Ethernet (fibra óptica opcional), Modbus	
Monitorización de CC (monitorización de zona / string)	○ / ○	
SC-COM / monitorización de la instalación	● / ○ (a través del Sunny Portal)	
Color carcasa / puerta / pedestal / techo	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	
5 / 10 / 15 / 20 / 25 años de garantía	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Funciones de gestión de red configurables		
Certificados y autorizaciones (otras a petición)		
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible		
Modelo comercial	SC 500CP-10	SC 630CP-10

Reducción de potencia, ajuste predefinido de la potencia máxima, apoyo de red distribuido (conexión DWT)

EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidad CEM, conformidad CE, BDEW-MSR / FOW / TR8, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1 663/2 000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547

- 1) Siendo  $1,05 \cdot U_{AC, nominal}$  y  $\cos \phi = 1$
- 2) Pueden configurarse otras tensiones de CA, CC y potencias (para informarse detalladamente consulte la información técnica en [www.SMA.de](http://www.SMA.de)).
- 3) hasta  $+5\% I_{max}$  es posible con  $U_{AC} < U_{AC, Nom}$
- 4) Rendimiento medido sin autoalimentación
- 5) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia
- 6) Autoconsumo en funcionamiento nominal
- 7) Concebido y comprobado de acuerdo con la norma IEEE 1547, opcional: pruebas de serie

Datos técnicos	Sunny Central 720CP XT	Sunny Central 760CP XT
<b>Entrada de CC</b>		
Potencia de CC máx. [con $\cos \phi = 1$ ]	808 kW	853 kW
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
$U_{max}$ con $I_{max} < I_{CC, max}$	480 V	505 V
Rango de tensión MPP [a 25 °C / a 50 °C con 50Hz] <sup>1,2</sup>	577 - 850 V / 525 - 850 V	609 - 850 V / 554 - 850 V
Rango de tensión MPP [a 25 °C / a 50 °C con 60 Hz] <sup>1,2</sup>	577 - 850 V / 525 - 850 V	609 - 850 V / 554 - 850 V
Tensión asignada de entrada	577 V	609 V
Corriente máx. de entrada	1 400 A	1 400 A
Corriente de cortocircuito máx.	2 500 A	2 500 A
Número de entradas del MPP independientes	1	1
Número de entradas de CC	9	9
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia asignada [a 25 °C] / potencia nominal CA [a 50 °C]	792 kVA / 720 kVA	836 kVA / 760 kVA
Tensión nominal de CA / rango de tensión nominal de CA	324 V / 292 - 372 V	342 V / 308 - 393 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 324 V	50 Hz / 342 V
Corriente máx. de salida / coeficiente máx. de distorsión	1 411 A / 0,03	1 411 A / 0,03
Factor de potencia a potencia asignada / factor de desfase ajustable	1 / 0,9 inductivo ... 0,9 capacitivo	1 / 0,9 inductivo ... 0,9 capacitivo
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
<b>Rendimiento<sup>4</sup></b>		
Rendimiento máx. / rendimiento europeo / rendimiento californiano	98,6 % / 98,4 % / 98,3 %	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %
<b>Dispositivos de protección</b>		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Seccionador de carga a motor	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo I	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Detección de red aislada, activa / pasiva	● / -	● / -
Monitorización de red	●	●
Monitorización de fallo a tierra / de fallo a tierra por control remoto	○ / ○	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○	○
Descargador de sobretensión de la alimentación auxiliar	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	2 562 / 2 272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inch)	2 562 / 2 272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inch)
Peso en kg	1 900 kg (4 200 lb)	1 900 kg (4 200 lb)
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F	-25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F
Rango ampliado de temperatura de funcionamiento	○ [-40 ... 62 °C / -40 ... 144 °F]	○ [-40 ... 62 °C / -40 ... 144 °F]
Emissiones de ruido <sup>5</sup>	60 dB(A)	60 dB(A)
Autoconsumo máx. (funcionamiento) / autoconsumo (nocturno)	1 950 W / < 100 W	1 950 W / < 100 W
Tensión de alimentación auxiliar externa	230 / 400 V (3/N/PE)	230 / 400 V (3/N/PE)
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección: electrónica/diámetro de conexión (según IEC 60529) / según IEC 60721-3-4	IP54/IP43/4C2, 452	IP54/IP43/4C2, 452
Campo de aplicación: sin protección al aire libre / interiores	● / ○	● / ○
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15 ... 95%	15 ... 95%
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar 2 000 m / 4 000 m	● / ○	● / ○
Consumo de aire fresco (inventar)	3 000 m³/h	3 000 m³/h
<b>Equipamiento</b>		
Conexión de CC / CA	Terminal de anillo / terminal de anillo	
Pantalla	Pantalla táctil HMI	
Comunicación / protocolos	Ethernet (fibra óptica opcional), Modbus	
Monitorización de CC (monitorización de zona / string)	○ / ○	
SC-COM / monitorización de la instalación	● / ○ (a través del Sunny Portal)	
Color carcasa / puerta / pedestal / techo	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	
5 / 10 / 15 / 20 / 25 años de garantía	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Funciones de gestión de red configurables	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	Befähigung der Elektrofachkraft, Ausrüstung der Elektrofachkraft, Ausrüstung der Elektrofachkraft (VDE)	
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidad CEM, conformidad CE, BDEW-MSRL / FOW / TR8, Ausrüstung der Elektrofachkraft, Ausrüstung der Elektrofachkraft (VDE), R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547	
Modelo comercial	SC 720CR-10	SC 760CR-10



Solar Inverters

ABB string inverters  
TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD  
20 to 27.6 kW



The three-phase commercial inverter offers more flexibility and control to installers who have large installations with varying aspects or orientations.

The dual input section containing two Independent Maximum Power Point Tracking (MPPT), allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions.

The TRIO features a high speed and precise MPPT algorithm for real power tracking and improved energy harvesting.

High efficiency at all output levels

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

This device has an efficiency rating of up to 98.2%.

The very wide input voltage range makes the inverter suitable for installations with reduced string size.

In addition to its new look, this inverter has new features including a special built-in heat sink compartment and front panel display system. The unit is free of electrolytic capacitors, leading to a longer product lifetime.

Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Detachable wiring box to allow an easy installation
- Wide input voltage range
- 'Electrolyte-free' power converter to further increase the life expectancy and long term reliability

Power and productivity  
for a better world™



## Additional highlights

- Integrated string combiner with different options of configuration which include DC and AC disconnect switch in compliance with international standards (-S2, -S2F and -S2X versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- Capability to connect external sensors for monitoring environmental conditions
- Availability of auxiliary DC output voltage (24 V, 300 mA)



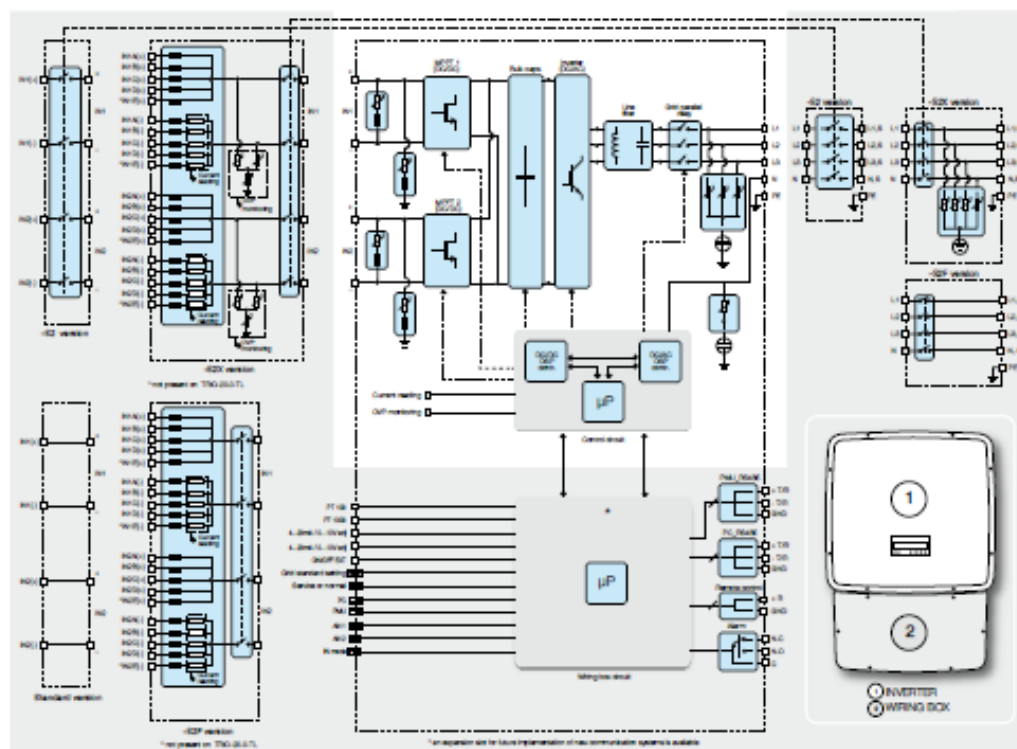
## Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
<b>Input side</b>		
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{in,max}$ )	1000 V	
Start-up DC input voltage ( $V_{in,up}$ )	430 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ( $V_{in,min}...V_{in,max}$ )	0.7 x $V_{in,max}$ ...950 V (min 200 V)	
Rated DC input voltage ( $V_{in,r}$ )	620 V	
Rated DC input power ( $P_{in,r}$ )	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ( $P_{in,max}$ )	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at $P_{in,r}$	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null (800 V to 950 V)	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at $P_{in,r}$ , max unbalance example	12000 W (480 V to 800 V) the other channel: $P_{in,r}$ - 12000 W (350 V to 800 V)	16000 W (500 V to 800 V) the other channel: $P_{in,r}$ - 16000 W (400 V to 800 V)
Maximum DC input current ( $I_{in,max}$ ) / for each MPPT ( $I_{in,max,MPPT}$ )	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	40.0 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X, -S2F, -S1J, -S2J versions)	1 (5 in -S2X and -S2F versions, 4 in -S1J and -S2J)
DC connection type	Tool Free PV connector WM / MC4 (Screw terminal block on standard and -S2 versions) *	
<b>Input protection</b>		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S1J and -S2J versions)	-S2X: type 2; -S1J, -S1J: type 1+2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	40 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
<b>Output side</b>		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ( $P_{out,r}$ @cosφ=1)	20000 W	27600 W
Maximum AC output power ( $P_{out,max}$ @cosφ=1)	22000 W *	30000 W *
Maximum apparent power ( $S_{out,r}$ )	22200 VA	30670 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{out,r}$ )	400 V	
AC voltage range	320...480 V *	
Maximum AC output current ( $I_{out,max}$ )	33.0 A	45.0 A
Contributory fault current	35.0 A	46.0 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...63 Hz / 57...63 Hz *	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{out,r}$ < 20.0 kW, ± 0.8 with max 22.2 kVA	
Total current harmonic distortion	< 3%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG36	
<b>Output protection</b>		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	50.0 A	63.0 A
Output overvoltage protection - varistor	4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version)	4 (Type 2)	
<b>Operating performance</b>		
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	98.2%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Feed in power threshold	40 W	
Night consumption	< 0.6 W	

2 ABB solar inverters | Product flyer for TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



Block diagram of TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



#### Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), PVI-AEC-EVO (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	Graphic display	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F	
Relative humidity	0...100% condensing	
Sound pressure level, typical	50 dBA @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP 65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	1061 mm x 702 mm x 202 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Weight	< 70.0 kg / 154.3 lbs (Standard version)	< 75.0 kg / 165.4 lbs (Standard version)
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only), RCM	
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0125-1-1, VDE-AR-N 4105, BS6848, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777.2, AS 4777.3, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, IEC 61727, IEC 62116, Ordinal 90/2013	
Available products variants		
Standard	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
With DC+AC switch	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
With DC+AC switch and fuse	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400
With DC+AC switch, fuse and surge arrester	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400

<sup>1</sup> The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

<sup>2</sup> The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

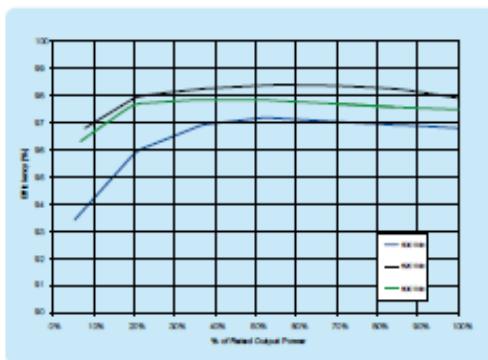
<sup>3</sup> Limited to 20000 W for Germany

<sup>4</sup> Limited to 27500 W for Germany

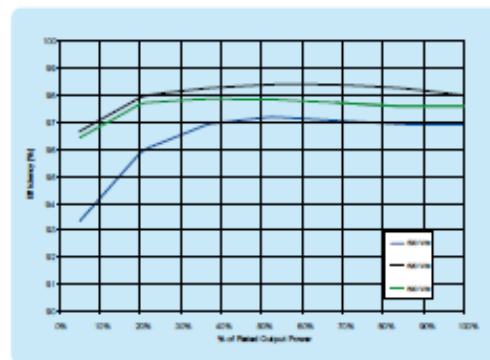
<sup>5</sup> Optional mating parts

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Efficiency curves of TRIO-20.0-TL-OUTD



Efficiency curves of TRIO-27.6-TL-OUTD



© 2015 ABB. All rights reserved. Specifications subject to change without notice.

#### Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

[www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters)  
[www.abb.com/solar](http://www.abb.com/solar)  
[www.abb.com](http://www.abb.com)

© Copyright 2015 ABB. All rights reserved.  
 Specifications subject to change without notice.



Solar Inverters

ABB central inverters

PVI-134.0/200.0/267.0/334.0/400.0-TL  
134 to 400 kW



This new Inverter system is based on extractable 67kW modules of power which reduces the inverter downtime and lowers service costs.

The new extractable module configuration increases power by 67kW.

The inverter systems are pre-configured and pretested before delivery which significantly reduces on-site wiring and testing operations.

Limited losses thanks to the output voltage increased to 380V

Each inverter can be configured in "multi-master" for up to 6 independent MPPT connections if mismatching reduction is needed, or in "master slave" mode with a single MPPT to improve the harvest of the energy in case of single failure.

The inverter, without transformer, reaches 98% of peak efficiency.

Highlights

- Increased output voltage to 380V for limited losses
- Maximum input voltage up to 1000V, reduced DC distribution losses for large scale PV plants
- Reverse polarity protection for each module
- Front extractable DC/AC converters enable easy installation and maintenance procedure with front accessibility to all critical parts

Power and productivity  
for a better world™





#### Additional highlights

- AC and DC side integrated protection (fuses and OVR) easily replaceable
- High efficiency for increased harvest energy
- Two independent RS-485 communication interfaces for inverter and intelligent string combiner monitoring
- Designed for the direct connection to the MV transformer
- Reduced acoustic noise due to high switching frequency

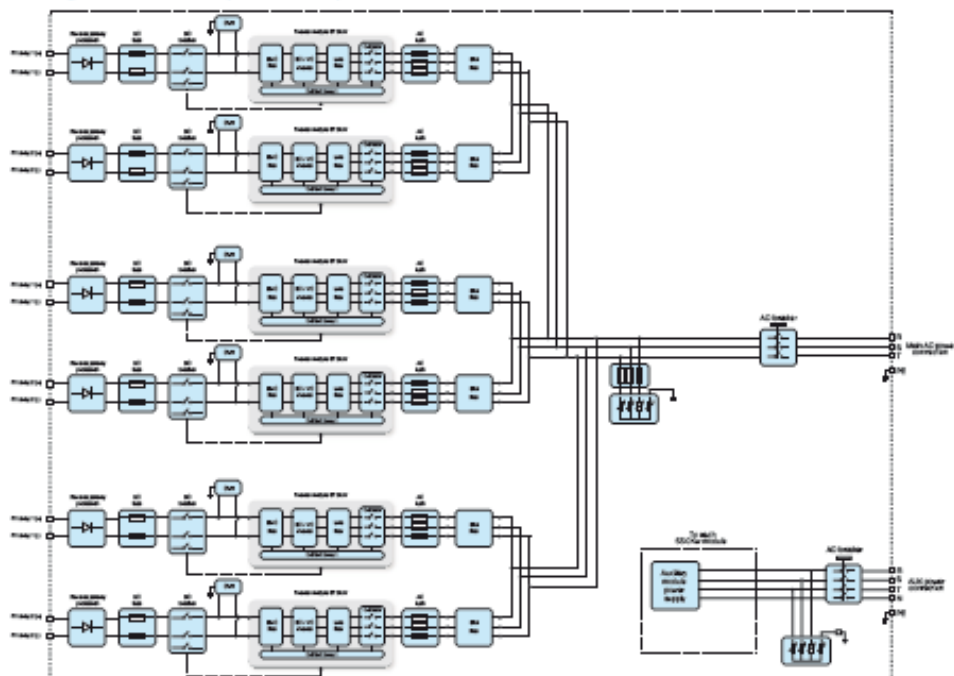


#### Technical data and types

Type code	PVI-134.0-TL	PVI-200.0-TL	PVI-267.0-TL	PVI-334.0-TL	PVI-400.0-TL
<b>Input side</b>					
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,dc}$ )	1000 V				
MPPT input DC voltage range ( $V_{MPPT,min} \dots V_{MPPT,max}$ ) at $V_{max}$	570...950 V				
MPPT input DC range ( $V_{MPPT,min} \dots V_{MPPT,max}$ ) at $P_{max}$ and $V_{max}$	Linear derating from max to 30.6% ( $800 < V_{MPPT,max} < 950V$ )				
MPPT input DC range ( $V_{MPPT,min} \dots V_{MPPT,max}$ ) at $P_{max}$ and $V_{max}$	570...800 V				
Number of independent MPPT multi-master	2	3	4	5	6
Number of independent MPPT multi-master/slave	1	2	2	3	3
Number of independent MPPT master/slave	1				
Maximum combined DC input current ( $I_{max,dc}$ )	246 A	369 A	492 A	615 A	738 A
Maximum DC input current for each module ( $I_{mod,dc}$ )	123 A				
Number of DC inputs pairs	2	3	4	5	6
DC connection type	2x185mm <sup>2</sup> (M10) +2x300mm <sup>2</sup> (M10)	4x185mm <sup>2</sup> (M10) +2x300mm <sup>2</sup> (M10)	4x185mm <sup>2</sup> (M10) +4x300mm <sup>2</sup> (M10)	6x185mm <sup>2</sup> (M10) +4x300mm <sup>2</sup> (M10)	6x185mm <sup>2</sup> (M10) +6x300mm <sup>2</sup> (M10)
<b>Input protection</b>					
Reverse polarity protection	Yes, with series diode				
Input overvoltage protection - varistor	1 for each input pair, Class II				
Photovoltaic array leakage control, floating neutral, floating panels	No; Proprietary control available <sup>(*)</sup>				
Residual current protection, grounded neutral, floating panels	Not Included; dimension output ground fault device with $\Delta I=400mA/module$				
Fuse size for each input pair	125 A / 1000 V				
<b>Output side</b>					
AC grid connection type	Three phases 3W+PE				
Rated AC power ( $P_{max}$ @cosφ=1)	134 kW	200 kW	267 kW	334 kW	400 kW
Maximum AC output power ( $P_{max}$ @cosφ=1)	134 kW	200 kW	267 kW	334 kW	400 kW
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	148 kVA	222 kVA	296 kVA	371 kVA	440 kVA
Rated grid voltage ( $V_{gr}$ )	380 V				
AC voltage range ( $V_{min} \dots V_{max}$ )	323...437 V <sup>(*)</sup>				
Maximum output current ( $I_{max,ac}$ )	203 A	304 A	405 A	507 A	608 A
Contributory fault current	225 A	337,5 A	450 A	562,5 A	675 A
Rated frequency (f)	50/60 Hz				
Frequency range ( $f_{min} \dots f_{max}$ )	47...53 / 57...63 Hz <sup>(*)</sup>				
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995 (adj. ± 0.90)				
Total harmonic distortion	< 3% (@ $P_{max}$ )				
AC connection type (for each phase)	2 x 300 mm <sup>2</sup> (M12)				
<b>Output protection</b>					
Anti-islanding protection	Yes (IEEE 1547)				
Output overvoltage protection (varistor)	Yes, Class II				
Night time disconnect	No				
AC circuit breaker	50 kA				

2 ABB Solar Inverters | Product flyer for PVI-134.0/200.0/267.0/334.0/400.0-TL

Block diagram of PVI-400.0 (multi master)



# Technical data and types

Type code	PVI-134.0-TL	PVI-200.0-TL	PVI-267.0-TL	PVI-334.0-TL	PVI-400.0-TL
Operating performance					
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	98.0% <sup>1</sup>				
Weighted efficiency ( $\eta_{wgt}$ )	97.7% / 97.5% <sup>2</sup>				
Stand-by consumption/night-time power loss	< 10 W	< 26 W	< 33 W	< 40 W	< 47 W
AC auxiliary supply	3 x 400 V <sub>ac</sub> ±N, 50/60 Hz				
Auxiliary supply consumption	< 0.10% of P <sub>inv</sub>				
Auxiliary supply consumption without cooling	< 0.18% of P <sub>inv</sub>				
Inverter switching frequency	18 kHz				
Communication					
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)				
Remote monitoring	PVI-AEC-EVO (opt.), VBN700 Data Logger (opt.)				
String Combiner	PVI-STRINGCOMB (opt.)				
User interface	16 characters x 2 line LCD display for each module				
Environmental					
Ambient temperature range	-10...+60°C/+14...140°F with derating above 50°C/122°F				
Relative humidity	0...95% non condensing				
Noise emission	< 60 db (A) @ 1 m	< 66 db (A) @ 1 m	< 69 db (A) @ 1 m	< 72 db (A) @ 1 m	< 75 db (A) @ 1 m
Maximum operating altitude without derating	1000 m / 3280 ft				
Physical					
Environmental protection rating	IP 20				
Cooling	Air forced				
Required air cooling flow	2400 m³/h - 1416 CFM	3200 m³/h - 1888 CFM	4000 m³/h - 2360 CFM	4800 m³/h - 2832 CFM	5600 m³/h - 3304 CFM
Dimension (H x W x D)	1017mm x 1250mm x 850mm / 42.4" x 49.2" x 33.5"	1615mm x 1250mm x 850mm / 65.0" x 49.2" x 33.5"	1615mm x 1250mm x 850mm / 65.0" x 49.2" x 33.5"	2184mm x 1250mm x 850mm / 86.0" x 49.2" x 33.5"	2184mm x 1250mm x 850mm / 86.0" x 49.2" x 33.5"
Weight	< 480 kg / 1058 lb	< 660 kg / 1500 lb	< 780 kg / 1720 lb	< 1000 kg / 2205 lb	< 1150 kg / 2535 lb
Weight of the module	< 60 kg / 132 lb				
Safety					
Transformer	No				
Marking	CE (50 Hz only)				
Safety and EMC standard	EN 50178, EN62109-1, EN62109-2, EN61000-6-2, EN61000-6-4, EN61000-3-12				
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI-0-16, BDEW, RD 661/2007, IEEE 1547-2003 P.O.12.3				

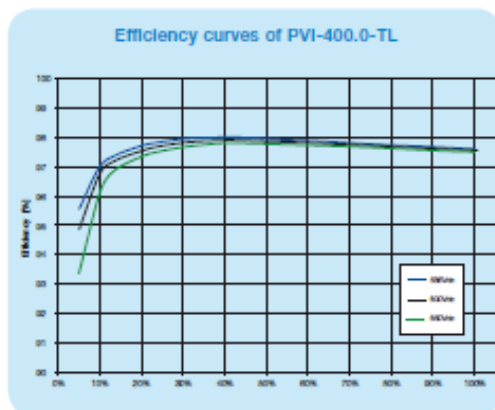
1. The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

2. The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

3. Misting symmetry with respect to ground results in AC disconnection (disabled function by default)

4. Power consumption of the auxiliary services not included



BCC-00002 Rev. A EN 08.08.2014

#### Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

[www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters)

[www.abb.com](http://www.abb.com)

© Copyright 2014 ABB. All rights reserved.  
Specifications subject to change without notice.



Power and productivity  
for a better world™





## ANEXO 3

### DETALLE DEL DIMENSIONAMIENTO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE PRE-DISEÑO

PARÁMETROS DE EQUIPOS PARA CÁLCULOS DE DIMENSIONAMIENTO.

PANEL FOTOVOLTAICO	
ISOFOTON (M)	ISF250
POTENCIA PICO	250
CORRIENTE SC	8.75
TENSION OC	37.8
TENSION PMP	30.6
CORRIENTE PMP	8.17
TENSION MAX	1000
COEF. TEMP	0.334
TEMP OPERACIÓN	47
LONGITUD	1.667
ANCHO	0.994
INCLINACION	15
SEPARACION	0.01

PANEL FOTOVOLTAICO	
BOSCH (P)	C-SI P60
POTENCIA PICO	240
CORRIENTE SC	8.54
TENSION OC	37.5
TENSION PMP	30.03
CORRIENTE PMP	8.11
TENSION MAX	1000
COEF. TEMP	0.31
TEMP OPERACIÓN	46
LONGITUD	1.66
ANCHO	0.99
INCLINACION	15
SEPARACION	0.01

PANEL FOTOVOLTAICO	
JINKO (P)	JKM250P
POTENCIA PICO	250
CORRIENTE SC	8.85
TENSION OC	37.7
TENSION PMP	30.5
CORRIENTE PMP	8.2
TENSION MAX	1000
COEF. TEMP	0.31
TEMP OPERACIÓN	46
LONGITUD	1.65
ANCHO	0.992
INCLINACION	10
SEPARACION	0.01

PANEL FOTOVOLTAICO	
KYOCERA	KD320GH
POTENCIA PICO	320
CORRIENTE SC	8.6
TENSION OC	49.5
TENSION PMP	40.1
CORRIENTE PMP	7.99
TENSION MAX	1000
COEF. TEMP	0.36
TEMP OPERACIÓN	45
LONGITUD	1.662
ANCHO	1.32
INCLINACION	10
SEPARACION	0.01

## DIMENSIONAMIENTO

### DIMENSIONAMIENTO CON INVERSOR SMA 20000TL

INVERSOR	
POT.MAX. INPUT	20440
CORRIENTE MAX	33
TENSION MIN	188
TENSION MAX	1000
TENSION MIN PMP	320
TENSION MAX PMP	800

- PANEL ISOFOTON ISF250 BLACK

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	81.76

LIMITACION DE CORRIENTE	
No.RAMAS PARALELO	4.04
	4.00

LIMITACION DE TENSION	
T.MAX CELULA	64.45
BETA	0.126

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	32.82
Voc MAX	40.77
Vpmp Max	33.57
Vpmp Min	25.62

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	5.728
NS2	12.491
Número Mínimo	13
MAX	
NS1	24.53
NS2	23.83
NS3	24.53
Número Máximo	23

POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS

RAMAS/SERIE	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	3186.30	3431.40	3676.50	3921.60	4166.70	4411.80	4656.90	4902.00	5147.10	5392.20	5637.30
2	6500.05	7000.06	7500.06	8000.06	8500.07	9000.07	9500.08	10000.08	10500.08	11000.09	11500.09
3	9750.08	10500.08	11250.09	12000.10	12750.10	13500.11	14250.11	15000.12	15750.13	16500.13	17250.14
4	13000.10	14000.11	15000.12	16000.13	17000.14	18000.14	19000.15	20000.16	21000.17	22000.18	23000.18

- PANEL BOSCH 240 C-SI P60

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	85.16666667

LIMITACION DE CORRIENTE	
No.RAMAS PARALELO	4.07
	4.00

LIMITACION DE TENSION	
T.MAX CELULA	63.2
BETA	0.116

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	33.06
Voc MAX	40.41
Vpmp Max	32.94
Vpmp Min	25.59

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	5.687
NS2	12.505
Número Mínimo	13
MAX	
NS1	24.75
NS2	24.29
NS3	24.75
Número Máximo	24

POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS



RAMAS/SERIE	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	3166.06	3409.61	3653.15	3896.69	4140.24	4383.78	4627.32	4870.87	5114.41	5357.95	5601.50	5845.04
2	6332.13	6819.21	7306.30	7793.39	8280.47	8767.56	9254.65	9741.73	10228.82	10715.91	11202.99	11690.08
3	9498.19	10228.82	10959.45	11690.08	12420.71	13151.34	13881.97	14612.60	15343.23	16073.86	16804.49	17535.12
4	12664.25	13638.42	14612.60	15586.77	16560.94	17535.12	18509.29	19483.46	20457.64	21431.81	22405.98	23380.16

- PANEL JINKO JKM250P

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	81.76

LIMITACION DE CORRIENTE	
No.RAMAS PARALELO	4.02
	4.00

LIMITACION DE TENSION	
T.MAX CELULA	63.2
BETA	0.117

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	33.24
Voc MAX	40.62
Vpmp Max	33.42
Vpmp Min	26.04

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	5.657
NS2	12.291
Número Mínimo	13
MAX	
NS1	24.62
NS2	23.94
NS3	24.62
Número Máximo	24

## POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS

RAMAS/SERIE	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	3251.3	3501.4	3751.5	4001.6	4251.7	4501.8	4751.9	5002	5252.1	5502.2	5752.3	6002.4
2	6502.6	7002.8	7503	8003.2	8503.4	9003.6	9503.8	10004	10504.2	11004.4	11504.6	12004.8
3	9753.9	10504.2	11254.5	12004.8	12755.1	13505.4	14255.7	15006	15756.3	16506.6	17256.9	18007.2
4	13005.2	14005.6	15006	16006.4	17006.8	18007.2	19007.6	20008	21008.4	22008.8	23009.2	24009.6





- PANEL KYOCERA KD320GH

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	63.875

LIMITACION DE CORRIENTE	
No. RAMAS PARALELO	4.13
	4.00

LIMITACION DE TENSION	
T. MAX CELULA	61.95
BETA	0.178

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	42.92
Voc MAX	53.96
Vpmp Max	44.56
Vpmp Min	33.52

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	4.381
NS2	9.548
Número Mínimo	10
MAX	
NS1	18.53
NS2	17.96
NS3	18.53
Número Máximo	18

## POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS

RAMAS/SERIE	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	3203.99	3524.389	3844.788	4165.187	4485.586	4805.985	5126.384	5446.783	5767.182
2	6407.98	7048.778	7689.576	8330.374	8971.172	9611.97	10252.768	10893.566	11534.364
3	9611.97	10573.167	11534.364	12495.561	13456.758	14417.955	15379.152	16340.349	17301.546
4	12815.96	14097.556	15379.152	16660.748	17942.344	19223.94	20505.536	21787.132	23068.728

INVERSOR SMA SC500CP

INVERSOR	
POT.MAX. INPUT	560000
CORRIENTE MAX	1250
TENSION MIN	188
TENSION MAX	1000
TENSION MIN PMP	450
TENSION MAX PMP	850

- PANEL ISOFOTON ISF250 BLACK

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	2240

LIMITACION DE CORRIENTE	
No.RAMAS PARALELO	153.00
	153.00

LIMITACION DE TENSION	
T.MAX CELULA	64.45
BETA	0.126

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	32.82
Voc MAX	40.77
Vpmp Max	33.57
Vpmp Min	25.62

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	5.728
NS2	17.565
Número Mínimo	18
MAX	
NS1	24.53
NS2	25.32
NS3	24.53
Número Máximo	24



## POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS

RAMAS/SERIE	18	19	20	21	22	23	24
100	450003.60	475003.80	500004.00	525004.20	550004.40	575004.60	600004.80
101	454503.64	479753.84	505004.04	530254.24	555504.44	580754.65	606004.85
102	459003.67	484503.88	510004.08	535504.28	561004.49	586504.69	612004.90
103	463503.71	489253.91	515004.12	540754.33	566504.53	592254.74	618004.94
104	468003.74	494003.95	520004.16	546004.37	572004.58	598004.78	624004.99
105	472503.78	498753.99	525004.20	551254.41	577504.62	603754.83	630005.04
106	477003.82	503504.03	530004.24	556504.45	583004.66	609504.88	636005.09
107	481503.85	508254.07	535004.28	561754.49	588504.71	615254.92	642005.14
108	486003.89	513004.10	540004.32	567004.54	594004.75	621004.97	648005.18
109	490503.92	517754.14	545004.36	572254.58	599504.80	626755.01	654005.23
110	495003.96	522504.18	550004.40	577504.62	605004.84	632505.06	660005.28
111	499504.00	527254.22	555004.44	582754.66	610504.88	638255.11	666005.33
112	504004.03	532004.26	560004.48	588004.70	616004.93	644005.15	672005.38
113	508504.07	536754.29	565004.52	593254.75	621504.97	649755.20	678005.42
114	513004.10	541504.33	570004.56	598504.79	627005.02	655505.24	684005.47
115	517504.14	546254.37	575004.60	603754.83	632505.06	661255.29	690005.52
116	522004.18	551004.41	580004.64	609004.87	638005.10	667005.34	696005.57
117	526504.21	555754.45	585004.68	614254.91	643505.15	672755.38	702005.62
118	531004.25	560504.48	590004.72	619504.96	649005.19	678505.43	708005.66
119	535504.28	565254.52	595004.76	624755.00	654505.24	684255.47	714005.71
120	540004.32	570004.56	600004.80	630005.04	660005.28	690005.52	720005.76
121	544504.36	574754.60	605004.84	635255.08	665505.32	695755.57	726005.81
122	549004.39	579504.64	610004.88	640505.12	671005.37	701505.61	732005.86
123	553504.43	584254.67	615004.92	645755.17	676505.41	707255.66	738005.90
124	558004.46	589004.71	620004.96	651005.21	682005.46	713005.70	744005.95
125	562504.50	593754.75	625005.00	656255.25	687505.50	718755.75	750006.00



- PANEL BOSCH 240 C-SI P60

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	2333.3

LIMITACION DE CORRIENTE	
No.RAMAS PARALELO	154.13
	154.00

T.MAX CELULA	63.2
BETA	0.116

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	33.06
Voc MAX	40.41
Vpmp Max	32.94
Vpmp Min	25.59

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	5.687
NS2	17.586
Número Mínimo	18
MAX	
NS1	24.75
NS2	25.81
NS3	24.75
Número Máximo	24



POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS

RAMAS/SERIE	17	18	19	20	21	22	23	24
100	414023.61	438377.94	462732.27	487086.60	511440.93	535795.26	560149.59	584503.92
101	418163.85	442761.72	467359.59	491957.47	516555.34	541153.21	565751.09	590348.96
102	422304.08	447145.50	471986.92	496828.33	521669.75	546511.17	571352.58	596194.00
103	426444.32	451529.28	476614.24	501699.20	526784.16	551869.12	576954.08	602039.04
104	430584.55	455913.06	481241.56	506570.06	531898.57	557227.07	582555.57	607884.08
105	434724.79	460296.84	485868.88	511440.93	537012.98	562585.02	588157.07	613729.12
106	438865.03	464680.62	490496.21	516311.80	542127.39	567942.98	593758.57	619574.16
107	443005.26	469064.40	495123.53	521182.66	547241.80	573300.93	599360.06	625419.19
108	447145.50	473448.18	499750.85	526053.53	552356.20	578658.88	604961.56	631264.23
109	451285.73	477831.95	504378.17	530924.39	557470.61	584016.83	610563.05	637109.27
110	455425.97	482215.73	509005.50	535795.26	562585.02	589374.79	616164.55	642954.31
111	459566.21	486599.51	513632.82	540666.13	567699.43	594732.74	621766.04	648799.35
112	463706.44	490983.29	518260.14	545536.99	572813.84	600090.69	627367.54	654644.39
113	467846.68	495367.07	522887.47	550407.86	577928.25	605448.64	632969.04	660489.43
114	471986.92	499750.85	527514.79	555278.72	583042.66	610806.60	638570.53	666334.47
115	476127.15	504134.63	532142.11	560149.59	588157.07	616164.55	644172.03	672179.51
116	480267.39	508518.41	536769.43	565020.46	593271.48	621522.50	649773.52	678024.55
117	484407.62	512902.19	541396.76	569891.32	598385.89	626880.45	655375.02	683869.59
118	488547.86	517285.97	546024.08	574762.19	603500.30	632238.41	660976.52	689714.63
119	492688.10	521669.75	550651.40	579633.05	608614.71	637596.36	666578.01	695559.66
120	496828.33	526053.53	555278.72	584503.92	613729.12	642954.31	672179.51	701404.70
121	500968.57	530437.31	559906.05	589374.79	618843.53	648312.26	677781.00	707249.74
122	505108.80	534821.09	564533.37	594245.65	623957.93	653670.22	683382.50	713094.78
123	509249.04	539204.87	569160.69	599116.52	629072.34	659028.17	688984.00	718939.82
124	513389.28	543588.65	573788.01	603987.38	634186.75	664386.12	694585.49	724784.86
125	517529.51	547972.43	578415.34	608858.25	639301.16	669744.08	700186.99	730629.90
126	521669.75	552356.20	583042.66	613729.12	644415.57	675102.03	705788.48	736474.94
127	525809.98	556739.98	587669.98	618599.98	649529.98	680459.98	711389.98	742319.98
128	529950.22	561123.76	592297.31	623470.85	654644.39	685817.93	716991.48	748165.02
129	534090.46	565507.54	596924.63	628341.71	659758.80	691175.89	722592.97	754010.06
130	538230.69	569891.32	601551.95	633212.58	664873.21	696533.84	728194.47	759855.10



- PANEL JINKO JKM250P

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	2240

LIMITACION DE CORRIENTE	
No.RAMAS PARALELO	152.44
	152.00

T.MAX CELULA	63.2
BETA	0.117

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	33.24
Voc MAX	40.62
Vpmp Max	33.42
Vpmp Min	26.04

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	5.657
NS2	17.284
Número Mínimo	18
MAX	
NS1	24.62
NS2	25.43
NS3	24.62
Número Máximo	24



## POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS

RAMAS/SERIE	18	19	20	21	22	23	24
100	450180.00	475190.00	500200.00	525210.00	550220.00	575230.00	600240.00
101	454681.80	479941.90	505202.00	530462.10	555722.20	580982.30	606242.40
102	459183.60	484693.80	510204.00	535714.20	561224.40	586734.60	612244.80
103	463685.40	489445.70	515206.00	540966.30	566726.60	592486.90	618247.20
104	468187.20	494197.60	520208.00	546218.40	572228.80	598239.20	624249.60
105	472689.00	498949.50	525210.00	551470.50	577731.00	603991.50	630252.00
106	477190.80	503701.40	530212.00	556722.60	583233.20	609743.80	636254.40
107	481692.60	508453.30	535214.00	561974.70	588735.40	615496.10	642256.80
108	486194.40	513205.20	540216.00	567226.80	594237.60	621248.40	648259.20
109	490696.20	517957.10	545218.00	572478.90	599739.80	627000.70	654261.60
110	495198.00	522709.00	550220.00	577731.00	605242.00	632753.00	660264.00
111	499699.80	527460.90	555222.00	582983.10	610744.20	638505.30	666266.40
112	504201.60	532212.80	560224.00	588235.20	616246.40	644257.60	672268.80
113	508703.40	536964.70	565226.00	593487.30	621748.60	650009.90	678271.20
114	513205.20	541716.60	570228.00	598739.40	627250.80	655762.20	684273.60
115	517707.00	546468.50	575230.00	603991.50	632753.00	661514.50	690276.00
116	522208.80	551220.40	580232.00	609243.60	638255.20	667266.80	696278.40
117	526710.60	555972.30	585234.00	614495.70	643757.40	673019.10	702280.80
118	531212.40	560724.20	590236.00	619747.80	649259.60	678771.40	708283.20
119	535714.20	565476.10	595238.00	624999.90	654761.80	684523.70	714285.60
120	540216.00	570228.00	600240.00	630252.00	660264.00	690276.00	720288.00
121	544717.80	574979.90	605242.00	635504.10	665766.20	696028.30	726290.40
122	549219.60	579731.80	610244.00	640756.20	671268.40	701780.60	732292.80
123	553721.40	584483.70	615246.00	646008.30	676770.60	707532.90	738295.20
124	558223.20	589235.60	620248.00	651260.40	682272.80	713285.20	744297.60
125	562725.00	593987.50	625250.00	656512.50	687775.00	719037.50	750300.00
126	567226.80	598739.40	630252.00	661764.60	693277.20	724789.80	756302.40
127	571728.60	603491.30	635254.00	667016.70	698779.40	730542.10	762304.80
128	576230.40	608243.20	640256.00	672268.80	704281.60	736294.40	768307.20
129	580732.20	612995.10	645258.00	677520.90	709783.80	742046.70	774309.60
130	585234.00	617747.00	650260.00	682773.00	715286.00	747799.00	780312.00



- PANEL KYOCERA KD320GH

RESTRICCION DE POTENCIA	
No. PANELES	1750

LIMITACION DE CORRIENTE	
No.RAMAS PARALELO	156.45
	156.00

T.MAX CELULA	61.95
BETA	0.178

CORRECCION DE VALORES DE V	
Voc MIN	42.92
Voc MAX	53.96
Vpmp Max	44.56
Vpmp Min	33.52

PANELES CONECTADOS EN SERIE	
MIN	
NS1	4.381
NS2	13.427
Número Mínimo	14
MAX	
NS1	18.63
NS2	19.08
NS3	18.63
Número Máximo	24

POTENCIA [W] DE COMBINACIÓN SERIE PARALELO DE MÓDULOS





## Universidad de Cuenca

RAMAS/SERIE	18	19	20	21	22	23	24
95	547882.29	578320.20	608758.10	639196.01	669633.91	700071.82	730509.72
96	553649.47	584407.78	615166.08	645924.38	676682.69	707440.99	738199.30
97	559416.65	590495.36	621574.06	652652.76	683731.47	714810.17	745888.87
98	565183.84	596582.94	627982.04	659381.14	690780.24	722179.35	753578.45
99	570951.02	602670.52	634390.02	666109.52	697829.02	729548.52	761268.02
100	576718.20	608758.10	640798.00	672837.90	704877.80	736917.70	768957.60
101	582485.38	614845.68	647205.98	679566.28	711926.58	744286.88	776647.18
102	588252.56	620933.26	653613.96	686294.66	718975.36	751656.05	784336.75
103	594019.75	627020.84	660021.94	693023.04	726024.13	759025.23	792026.33
104	599786.93	633108.42	666429.92	699751.42	733072.91	766394.41	799715.90
105	605554.11	639196.01	672837.90	706479.80	740121.69	773763.59	807405.48



## CONFIGURACIONES ENTRE PANELES E INVERSORES:

### CONFIGURACION 1

#### INVERSOR SMA TP20000TL

INVERSORES DISTRIBUIDOS	
INVERSOR	SMA 20KW
POT.MAX. INPUT (W)	20,450
CORRIENTE MAX (A)	33
TENSION MIN(V)	188
TENSION MAX(V)	1,000
TENSION MIN PMP (V)	320
TENSION MAX PMP(V)	800
TENSION NOMINAL (V)	600

PANEL JINKO	
INVERSORES	50
SERIE	20
PARALELO	4
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	20,008
TONC	14,694
TONC TOTAL	734,720
Número de paneles	4,000
Potencia Pico	1,000,000

PANEL ISOFOTON	
INVERSORES	50
SERIE	20
PARALELO	4
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	20,000
TONC	14,498
TONC TOTAL	724,900
Número de paneles	4,000
Potencia Pico	1,000,000

PANEL BOSCH	
INVERSORES	52
SERIE	20
PARALELO	4
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	19,483
TONC	13,836
TONC TOTAL	719,494
Número de paneles	4,160
Potencia Pico	998,400

PANEL KYOCERA	
INVERSORES	52
SERIE	15
PARALELO	4
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	19,224
TONC	13,862
TONC TOTAL	720,845
Número de paneles	3,120
Potencia Pico	998,400

## CONFIGURACION 2

### INVERSOR ABB TRIO 20TL

INVERSORES DISTRIBUIDOS	
INVERSOR	ABB 20KW
POT.MAX. INPUT (W)	20,750
CORRIENTE MAX (A)	30
TENSION MIN(V)	250
TENSION MAX(V)	1,000
TENSION MIN PMP (V)	440
TENSION MAX PMP(V)	800
TENSION NOMINAL (V)	600

PANEL JINKO	
INVERSORES	56
SERIE	25
PARALELO	3
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	18,470
TONC	13,565
TONC TOTAL	759,648
Número de paneles	4,136
Potencia Pico	1,033,929

PANEL ISOFOTON	
INVERSORES	58
SERIE	23
PARALELO	3
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	17,250
TONC	12,505
TONC TOTAL	725,262
Número de paneles	4,002
Potencia Pico	1,000,500

PANEL BOSCH	
INVERSORES	58
SERIE	25
PARALELO	3
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	18,996
TONC	13,491
TONC TOTAL	782,449
Número de paneles	4,306
Potencia Pico	1,033,503

PANEL KYOCERA	
INVERSORES	58
SERIE	18
PARALELO	3
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	17,302
TONC	13,169
TONC TOTAL	763,818
Número de paneles	3,132
Potencia Pico	1,002,240

### CONFIGURACION 3

#### INVERSOR SMA SC500CP

INVERSORES CENTRALES	
INVERSOR	SMA 500KW
POT.MAX. INPUT (W)	560,000
CORRIENTE MAX (A)	1,250
TENSION MIN(V)	188
TENSION MAX(V)	1,000
TENSION MIN PMP (V)	450
TENSION MAX PMP(V)	850
TENSION NOMINAL (V)	ND

PANEL JINKO	
INVERSORES	2
SERIE	18
PARALELO	124
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	558,223
TONC	409,974
TONC TOTAL	819,948
Número de paneles	4,464
Potencia Pico	1,116,000

PANEL ISOFOTON	
INVERSORES	2
SERIE	18
PARALELO	124
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	558,004
TONC	404,494
TONC TOTAL	808,988
Número de paneles	4,464
Potencia Pico	1,116,000

PANEL BOSCH	
INVERSORES	2
SERIE	19
PARALELO	121
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	559,906
TONC	397,624
TONC TOTAL	795,248
Número de paneles	4,598
Potencia Pico	1,103,520

PANEL KYOCERA	
INVERSORES	2
SERIE	18
PARALELO	97
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	559,417
TONC	403,396
TONC TOTAL	806,792
Número de paneles	3,492
Potencia Pico	1,117,440

## CONFIGURACION 4

INVERSOR ABB PVI200.OTL

INVERSORES CENTRALES	
INVERSOR	ABB 200KW
POT.MAX. INPUT (W)	210,000
CORRIENTE MAX (A)	369
TENSION MIN(V)	188
TENSION MAX(V)	1,000
TENSION MIN PMP (V)	570
TENSION MAX PMP(V)	950
TENSION NOMINAL (V)	585

PANEL JINKO	
INVERSORES	5
SERIE	19
PARALELO	44
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	209,084
TONC	153,556
TONC TOTAL	767,782
Número de paneles	4,180
Potencia Pico	1,045,000

PANEL ISOFOTON	
INVERSORES	5
SERIE	19
PARALELO	44
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	209,002
TONC	151,504
TONC TOTAL	757,521
Número de paneles	4,180
Potencia Pico	1,045,000

PANEL BOSCH	
INVERSORES	5
SERIE	19
PARALELO	45
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	208,230
TONC	147,877
TONC TOTAL	739,383
Número de paneles	4,275
Potencia Pico	1,026,000

PANEL KYOCERA	
INVERSORES	5
SERIE	17
PARALELO	38
POTENCIA DE ENTRADA (W)	
STC	206,978
TONC	149,252
TONC TOTAL	746,259
Número de paneles	3,230
Potencia Pico	1,033,600



CALCULO DE RENDIMIENTO ENERGETICO ANUAL DE CADA PANEL

MES	TEMPERATURA (°C)	IRRADIANCIA GLOBAL W/m²	TEMP. CÉLULA (°C)	PÉRDIDAS	PR
ENERO	19.27	357.80	30.45	2.2%	0.768
FEBRERO	19.07	366.57	30.53	2.3%	0.767
MARZO	19.45	331.50	29.81	2.0%	0.770
ABRIL	18.64	339.13	29.24	1.7%	0.773
MAYO	18.88	325.55	29.05	1.7%	0.773
JUNIO	18.03	347.96	28.90	1.6%	0.774
JULIO	17.10	314.32	26.92	0.8%	0.782
AGOSTO	16.89	278.70	25.60	0.2%	0.788
SEPTIEMBRE	17.52	324.99	27.68	1.1%	0.779
OCTUBRE	19.02	335.60	29.51	1.8%	0.772
NOVIEMBRE	19.30	397.22	31.71	2.8%	0.762
DICIEMBRE	19.74	403.12	32.34	3.0%	0.760

MES	PR	HSP [hrs]/mes	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 1	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 2	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 3	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 4
ENERO	0.768	133.130	114049.9	102195.2	103012.8	106794.0
FEBRERO	0.767	123.169	105476.3	94512.8	95268.9	98765.9
MARZO	0.770	123.322	106009.5	94990.6	95750.6	99265.2
ABRIL	0.773	122.086	105267.2	94325.4	95080.0	98570.1
MAYO	0.773	121.107	104528.6	93663.6	94412.9	97878.5
JUNIO	0.774	125.268	108206.5	96959.3	97734.9	101322.4
JULIO	0.782	116.928	102059.2	91450.9	92182.5	95566.2
AGOSTO	0.788	103.678	91120.1	81648.8	82302.0	85323.0
SEPTIEMBRE	0.779	116.997	101716.8	91144.1	91873.2	95245.5
OCTUBRE	0.772	124.875	107517.8	96342.1	97112.8	100677.5
NOVIEMBRE	0.762	143.001	121684.8	109036.6	109908.9	113943.2
DICIEMBRE	0.760	149.958	127173.0	113954.3	114866.0	119082.3
TOTAL PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA (kW.h)			1294809.7	1160223.7	1169505.5	1212433.8



MES	TEMPERATURA (°C)	IRRADIANCIA GLOBAL W/m <sup>2</sup>	TEMP. CÉLULA (°C)	PÉRDIDAS	PR
ENERO	19.27	357.80	31.35	2.8%	0.762
FEBRERO	19.07	366.57	31.44	2.8%	0.762
MARZO	19.45	331.50	30.64	2.5%	0.765
ABRIL	18.64	339.13	30.09	2.2%	0.768
MAYO	18.88	325.55	29.86	2.1%	0.769
JUNIO	18.03	347.96	29.77	2.1%	0.769
JULIO	17.10	314.32	27.71	1.2%	0.778
AGOSTO	16.89	278.70	26.30	0.6%	0.784
SEPTIEMBRE	17.52	324.99	28.49	1.5%	0.775
OCTUBRE	19.02	335.60	30.35	2.4%	0.766
NOVIEMBRE	19.30	397.22	32.70	3.4%	0.756
DICIEMBRE	19.74	403.12	33.35	3.7%	0.753

MES	PR	HSP [hrs]/mes	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 1	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 2	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 3	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 4
ENERO	0.762	133.130	113222.0	101453.4	102265.0	106018.8
FEBRERO	0.762	123.169	104694.2	93812.0	94562.5	98033.5
MARZO	0.765	123.322	105309.0	94362.9	95117.8	98609.2
ABRIL	0.768	122.086	104585.6	93714.7	94464.4	97931.8
MAYO	0.769	121.107	103880.4	93082.8	93827.5	97271.5
JUNIO	0.769	125.268	107507.9	96333.3	97103.9	100668.3
JULIO	0.778	116.928	101532.7	90979.1	91707.0	95073.2
AGOSTO	0.784	103.678	90744.4	81312.2	81962.7	84971.2
SEPTIEMBRE	0.775	116.997	101145.2	90631.9	91356.9	94710.3
OCTUBRE	0.766	124.875	106814.7	95712.1	96477.8	100019.2
NOVIEMBRE	0.756	143.001	120666.3	108123.9	108988.9	112989.5
DICIEMBRE	0.753	149.958	126062.5	112959.2	113862.9	118042.4
TOTAL PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA (kW.h)			1286164.8	1152477.5	1161697.3	1204338.9

MES	TEMPERATURA (°C)	IRRADIANCIA GLOBAL W/m <sup>2</sup>	TEMP. CÉLULA (°C)	PÉRDIDAS	PR
ENERO	19.27	357.80	30.90	2.6%	0.764
FEBRERO	19.07	366.57	30.98	2.6%	0.764
MARZO	19.45	331.50	30.23	2.3%	0.767
ABRIL	18.64	339.13	29.66	2.1%	0.769
MAYO	18.88	325.55	29.46	2.0%	0.770
JUNIO	18.03	347.96	29.33	1.9%	0.771
JULIO	17.10	314.32	27.32	1.0%	0.780
AGOSTO	16.89	278.70	25.95	0.4%	0.786
SEPTIEMBRE	17.52	324.99	28.08	1.4%	0.776
OCTUBRE	19.02	335.60	29.93	2.2%	0.768
NOVIEMBRE	19.30	397.22	32.21	3.2%	0.758
DICIEMBRE	19.74	403.12	32.84	3.5%	0.755

MES	PR	HSP [hrs]/mes	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 1	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 2	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 3	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 4
ENERO	0.764	133.130	112245.0	101552.7	101943.2	108708.3
FEBRERO	0.764	123.169	103797.5	93909.8	94271.0	100527.0
MARZO	0.767	123.322	104379.5	94436.4	94799.6	101090.6
ABRIL	0.769	122.086	103667.3	93792.1	94152.8	100400.9
MAYO	0.770	121.107	102958.0	93150.4	93508.6	99714.0
JUNIO	0.771	125.268	106570.2	96418.5	96789.3	103212.4
JULIO	0.780	116.928	100620.3	91035.4	91385.5	97450.0
AGOSTO	0.786	103.678	89905.0	81340.7	81653.6	87072.2
SEPTIEMBRE	0.776	116.997	100244.9	90695.7	91044.5	97086.3
OCTUBRE	0.768	124.875	105874.6	95789.1	96157.5	102538.7
NOVIEMBRE	0.758	143.001	119661.6	108262.8	108679.2	115891.3
DICIEMBRE	0.755	149.958	125019.7	113110.4	113545.5	121080.5
TOTAL PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA (kW.h)			1274943.5	1153493.9	1157930.5	1234772.3





MES	TEMPERATURA (°C)	IRRADIANCIA GLOBAL W/m <sup>2</sup>	TEMP. CÉLULA (°C)	PÉRDIDAS	PR
ENERO	19.27	357.80	30.45	2.5%	0.765
FEBRERO	19.07	366.57	31.57	3.0%	0.760
MARZO	19.45	331.50	31.95	3.2%	0.758
ABRIL	18.64	339.13	31.14	2.8%	0.762
MAYO	18.88	325.55	31.38	2.9%	0.761
JUNIO	18.03	347.96	30.53	2.5%	0.765
JULIO	17.10	314.32	29.60	2.1%	0.769
AGOSTO	16.89	278.70	29.39	2.0%	0.770
SEPTIEMBRE	17.52	324.99	30.02	2.3%	0.767
OCTUBRE	19.02	335.60	31.52	3.0%	0.760
NOVIEMBRE	19.30	397.22	31.80	3.1%	0.759
DICIEMBRE	19.74	403.12	32.24	3.3%	0.757

MES	PR	HSP [hrs]/mes	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 1	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 2	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 3	ENERGÍA (kW.h) CONFIGURACION 4
ENERO	0.765	133.130	113791.3	101669.2	102060.3	105253.7
FEBRERO	0.760	123.169	104570.7	93430.9	93790.3	96724.9
MARZO	0.758	123.322	104457.8	93330.0	93688.9	96620.5
ABRIL	0.762	122.086	103920.0	92849.5	93206.6	96123.0
MAYO	0.761	121.107	102941.1	91974.9	92328.6	95217.6
JUNIO	0.765	125.268	107026.1	95624.7	95992.5	98996.1
JULIO	0.769	116.928	100455.9	89754.4	90099.6	92918.9
AGOSTO	0.770	103.678	89182.5	79682.0	79988.5	82491.3
SEPTIEMBRE	0.767	116.997	100263.4	89582.4	89927.0	92740.8
OCTUBRE	0.760	124.875	106050.0	94752.6	95117.0	98093.2
NOVIEMBRE	0.759	143.001	121241.9	108326.1	108742.7	112145.3
DICIEMBRE	0.757	149.958	126797.4	113289.8	113725.5	117284.0
TOTAL PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA (kW.h)			1280698.3	1144266.5	1148667.5	1184609.2



ESTIMACIÓN ENERGÉTICA PARA LA VIDA ÚTIL DE LOS PANELES SELECCIONADOS

PANEL ISOFOTON 250 BLACK		ENERGÍA [W.h]			
AÑO	DEGRADACIÓN	CONFIGURACIÓN 1	CONFIGURACIÓN 2	CONFIGURACIÓN 3	CONFIGURACIÓN 4
1	100.0%	1,152,477	1,161,697	1,286,165	1,204,339
2	98.4%	1,134,038	1,143,110	1,265,586	1,185,070
3	97.6%	1,124,818	1,133,817	1,255,297	1,175,435
4	96.8%	1,115,598	1,124,523	1,245,008	1,165,800
5	96.0%	1,106,378	1,115,229	1,234,718	1,156,165
6	95.2%	1,097,159	1,105,936	1,224,429	1,146,531
7	94.4%	1,087,939	1,096,642	1,214,140	1,136,896
8	93.6%	1,078,719	1,087,349	1,203,850	1,127,261
9	92.8%	1,069,499	1,078,055	1,193,561	1,117,627
10	92.0%	1,060,279	1,068,761	1,183,272	1,107,992
11	91.2%	1,051,059	1,059,468	1,172,982	1,098,357
12	90.4%	1,041,840	1,050,174	1,162,693	1,088,722
13	89.6%	1,032,620	1,040,881	1,152,404	1,079,088
14	88.8%	1,023,400	1,031,587	1,142,114	1,069,453
15	88.0%	1,014,180	1,022,294	1,131,825	1,059,818
16	87.2%	1,004,960	1,013,000	1,121,536	1,050,184
17	86.4%	995,741	1,003,706	1,111,246	1,040,549
18	85.6%	986,521	994,413	1,100,957	1,030,914
19	84.8%	977,301	985,119	1,090,668	1,021,279
20	84.0%	968,081	975,826	1,080,378	1,011,645
21	83.2%	958,861	966,532	1,070,089	1,002,010
22	82.4%	949,641	957,239	1,059,800	992,375
23	81.6%	940,422	947,945	1,049,511	982,741
24	80.8%	931,202	938,651	1,039,221	973,106
25	80.0%	921,982	929,358	1,028,932	963,471
TOTAL [W.h]		25,824,715	26,031,313	28,820,382	26,986,827



PANEL JINKO JKM250P		ENERGÍA [kW.h]			
AÑO	DEGRADACIÓN	CONFIGURACIÓN 1	CONFIGURACIÓN 2	CONFIGURACIÓN 3	CONFIGURACIÓN 4
1	100.0%	1,160,224	1,169,506	1,294,810	1,212,434
2	98.4%	1,141,660	1,150,793	1,274,093	1,193,035
3	97.6%	1,132,378	1,141,437	1,263,734	1,183,335
4	96.8%	1,123,097	1,132,081	1,253,376	1,173,636
5	96.0%	1,113,815	1,122,725	1,243,017	1,163,936
6	95.2%	1,104,533	1,113,369	1,232,659	1,154,237
7	94.4%	1,095,251	1,104,013	1,222,300	1,144,538
8	93.6%	1,085,969	1,094,657	1,211,942	1,134,838
9	92.8%	1,076,688	1,085,301	1,201,583	1,125,139
10	92.0%	1,067,406	1,075,945	1,191,225	1,115,439
11	91.2%	1,058,124	1,066,589	1,180,866	1,105,740
12	90.4%	1,048,842	1,057,233	1,170,508	1,096,040
13	89.6%	1,039,560	1,047,877	1,160,149	1,086,341
14	88.8%	1,030,279	1,038,521	1,149,791	1,076,641
15	88.0%	1,020,997	1,029,165	1,139,433	1,066,942
16	87.2%	1,011,715	1,019,809	1,129,074	1,057,242
17	86.4%	1,002,433	1,010,453	1,118,716	1,047,543
18	85.6%	993,152	1,001,097	1,108,357	1,037,843
19	84.8%	983,870	991,741	1,097,999	1,028,144
20	84.0%	974,588	982,385	1,087,640	1,018,444
21	83.2%	965,306	973,029	1,077,282	1,008,745
22	82.4%	956,024	963,673	1,066,923	999,045
23	81.6%	946,743	954,317	1,056,565	989,346
24	80.8%	937,461	944,960	1,046,206	979,647
25	80.0%	928,179	935,604	1,035,848	969,947
TOTAL [W.h]		25,998,294	26,206,280	29,014,096	27,168,217



PANEL BOSCH 240 C-SI 60P		ENERGÍA [W.h]			
AÑO	DEGRADACIÓN	CONFIGURACIÓN 1	CONFIGURACIÓN 2	CONFIGURACIÓN 3	CONFIGURACIÓN 4
1	100.0%	1,153,494	1,157,930	1,274,944	1,234,772
2	98.4%	1,135,038	1,139,404	1,254,544	1,215,016
3	97.6%	1,125,810	1,130,140	1,244,345	1,205,138
4	96.8%	1,116,582	1,120,877	1,234,145	1,195,260
5	96.0%	1,107,354	1,111,613	1,223,946	1,185,381
6	95.2%	1,098,126	1,102,350	1,213,746	1,175,503
7	94.4%	1,088,898	1,093,086	1,203,547	1,165,625
8	93.6%	1,079,670	1,083,823	1,193,347	1,155,747
9	92.8%	1,070,442	1,074,559	1,183,148	1,145,869
10	92.0%	1,061,214	1,065,296	1,172,948	1,135,991
11	91.2%	1,051,986	1,056,033	1,162,749	1,126,112
12	90.4%	1,042,759	1,046,769	1,152,549	1,116,234
13	89.6%	1,033,531	1,037,506	1,142,349	1,106,356
14	88.8%	1,024,303	1,028,242	1,132,150	1,096,478
15	88.0%	1,015,075	1,018,979	1,121,950	1,086,600
16	87.2%	1,005,847	1,009,715	1,111,751	1,076,721
17	86.4%	996,619	1,000,452	1,101,551	1,066,843
18	85.6%	987,391	991,188	1,091,352	1,056,965
19	84.8%	978,163	981,925	1,081,152	1,047,087
20	84.0%	968,935	972,662	1,070,953	1,037,209
21	83.2%	959,707	963,398	1,060,753	1,027,331
22	82.4%	950,479	954,135	1,050,553	1,017,452
23	81.6%	941,251	944,871	1,040,354	1,007,574
24	80.8%	932,023	935,608	1,030,154	997,696
25	80.0%	922,795	926,344	1,019,955	987,818
TOTAL [W.h]		25,847,492	25,946,906	28,568,935	27,668,777

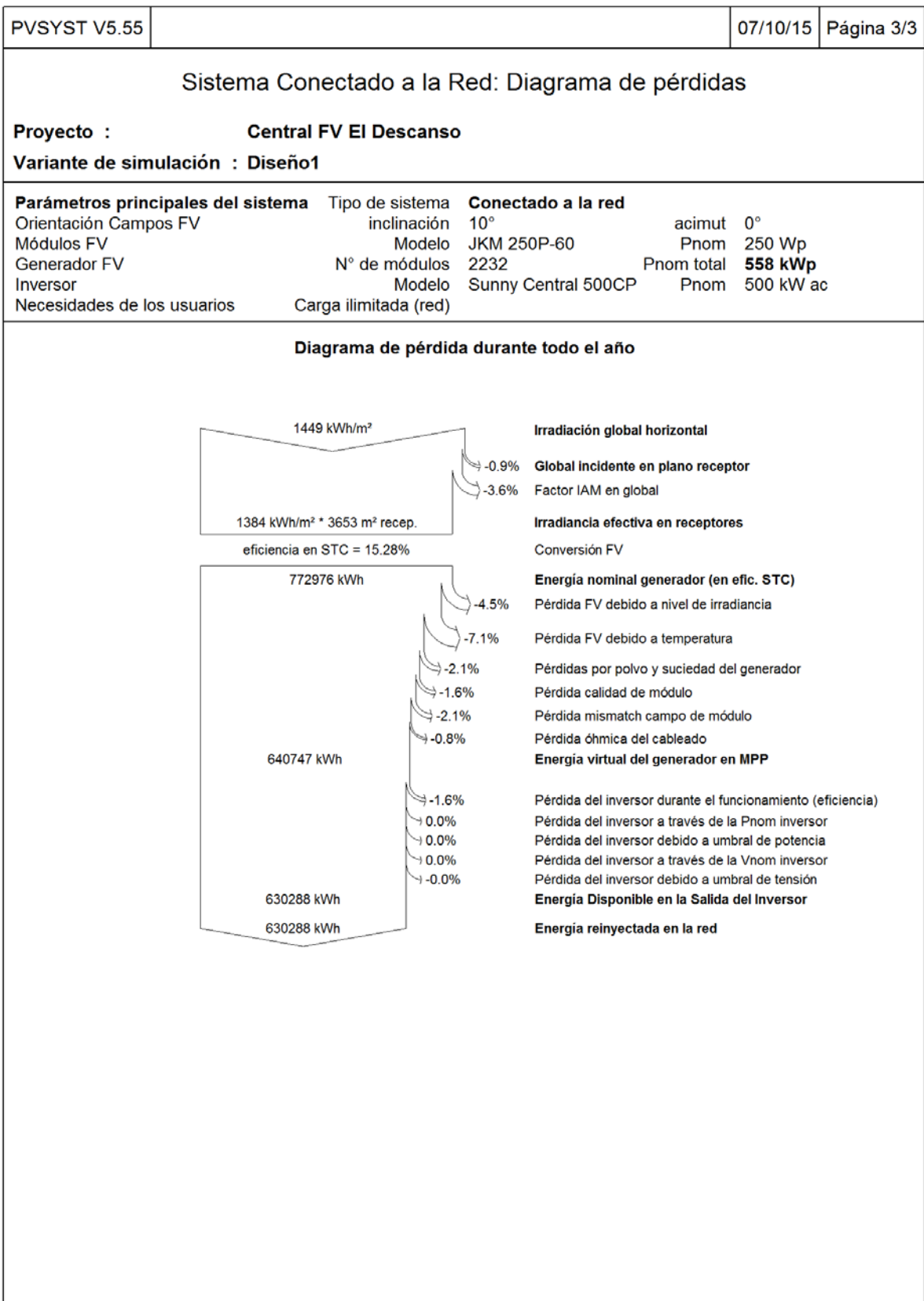


PANEL KYOCERA KD320GH		ENERGÍA [W.h]			
AÑO	DEGRADACIÓN	CONFIGURACIÓN 1	CONFIGURACIÓN 2	CONFIGURACIÓN 3	CONFIGURACIÓN 4
1	100.0%	1,144,266	1,148,668	1,280,698	1,184,609
2	98.0%	1,121,381	1,125,694	1,255,084	1,160,917
3	97.0%	1,109,938	1,114,207	1,242,277	1,149,071
4	96.0%	1,098,496	1,102,721	1,229,470	1,137,225
5	95.0%	1,087,053	1,091,234	1,216,663	1,125,379
6	94.0%	1,075,610	1,079,747	1,203,856	1,113,533
7	93.0%	1,064,168	1,068,261	1,191,049	1,101,687
8	92.0%	1,052,725	1,056,774	1,178,242	1,089,840
9	91.0%	1,041,283	1,045,287	1,165,435	1,077,994
10	90.0%	1,029,840	1,033,801	1,152,628	1,066,148
11	89.0%	1,018,397	1,022,314	1,139,821	1,054,302
12	88.0%	1,006,955	1,010,827	1,127,014	1,042,456
13	87.0%	995,512	999,341	1,114,207	1,030,610
14	86.0%	984,069	987,854	1,101,401	1,018,764
15	85.0%	972,627	976,367	1,088,594	1,006,918
16	84.0%	961,184	964,881	1,075,787	995,072
17	83.0%	949,741	953,394	1,062,980	983,226
18	82.0%	938,299	941,907	1,050,173	971,380
19	81.0%	926,856	930,421	1,037,366	959,533
20	80.0%	915,413	918,934	1,024,559	947,687
21	79.0%	903,971	907,447	1,011,752	935,841
22	78.0%	892,528	895,961	998,945	923,995
23	77.0%	881,085	884,474	986,138	912,149
24	76.0%	869,643	872,987	973,331	900,303
25	75.0%	858,200	861,501	960,524	888,457
TOTAL [W.h]		24,899,239	24,995,005	27,867,994	25,777,096

REPORTE PV SYST PARA CASO DE EJEMPLO

PVSYST V5.55		07/10/15	Página 1/3
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto : Central FV El Descanso</b>			
<b>Lugar geográfico</b>	<b>El Descanso</b>	<b>País</b>	<b>Equator</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 3.2°S	Longitud	79.2°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-5	Altitud	2300 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos climatológicos : El Descanso, Síntesis datos por hora</b>			
<b>Variante de simulación : Diseño1</b>			
Fecha de simulación 07/10/15 20h25			
<b>Parámetros de la simulación</b>			
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación 10°	Acimut	0°
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado		
<b>Características generador FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>JKM 250P-60</b>
		Fabricante	Jinkosolar
Número de módulos FV	En serie	18 módulos	En paralelo 124 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	2232	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	<b>558 kWp</b>	En cond. funciona. 504 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	496 V	I mpp 1016 A
Superficie total	Superficie módulos	<b>3653 m²</b>	Superficie célula 3179 m²
<b>Inversor</b>			
		Modelo	<b>Sunny Central 500CP</b>
		Fabricante	SMA
Características	Tensión Funciona.	430-820 V	Pnom unitaria 500 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)			TONC 56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	8.2 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas 2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo 0.05
<b>Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)</b>			

PVSYST V5.55		07/10/15		Página 2/3				
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales								
Proyecto :		Central FV El Descanso						
Variante de simulación :		Diseño1						
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema		Conectado a la red				
Orientación Campos FV		inclinación		10°				
Módulos FV		Modelo		JKM 250P-60				
Generador FV		N° de módulos		2232				
Inversor		Modelo		Sunny Central 500CP				
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		acimut 0°				
				Pnom 250 Wp				
				Pnom total 558 kWp				
				Pnom 500 kW ac				
Resultados principales de la simulación								
Producción del Sistema		Energía producida		630288 kWh/año				
		Factor de rendimiento (PR)		78.6 %				
				modul. específico 1130 kWh/kWp/año				
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 558 kWp								
Factor de rendimiento (PR)								
Diseño1								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	133.0	19.10	126.9	121.9	56245	55346	12.13	11.94
Febrero	122.9	19.80	119.4	115.1	52708	51893	12.08	11.89
Marzo	123.4	19.00	123.0	118.7	54655	53762	12.17	11.97
Abril	122.1	18.60	123.7	119.5	55338	54419	12.25	12.05
Mayo	121.2	18.90	126.1	121.9	56416	55467	12.25	12.04
Junio	95.1	18.00	98.1	94.5	44146	43406	12.31	12.11
Julio	116.9	17.60	121.5	117.4	54977	54110	12.38	12.19
Agosto	103.5	18.60	105.6	101.8	47719	46923	12.37	12.16
Septiembre	92.7	18.00	92.5	88.9	41539	40803	12.29	12.07
Octubre	124.9	18.60	122.4	117.7	54767	53885	12.24	12.05
Noviembre	143.1	19.40	136.1	131.1	59992	59026	12.06	11.87
Diciembre	150.0	19.40	141.1	135.7	62244	61248	12.07	11.88
Año	1448.9	18.57	1436.5	1384.4	640746	630288	12.21	12.01
Legendas:								
GlobHor	Irradiación global horizontal			EArray	Energía efectiva en la salida del generador			
T Amb	Temperatura Ambiente			E_Grid	Energía reinyectada en la red			
GlobInc	Global incidente en plano receptor			EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta			
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados			EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta			





REPORTE DE PV PARA CASOS QUITO Y GUAYAQUIL

PVSYST V5.55			07/10/15	Página 1/3
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>				
<b>Proyecto : Central FV Quito</b>				
<b>Lugar geográfico</b>		<b>Quito</b>	<b>País</b>	<b>Equator</b>
<b>Ubicación</b>		Latitud 0.1°S	Longitud	78.2°W
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT-5	Altitud	2818 m
		Albedo 0.20		
<b>Datos climatológicos : Quito, Síntesis datos por hora</b>				
<b>Variante de simulación : Diseño 4</b>				
Fecha de simulación 07/10/15 20h47				
<b>Parámetros de la simulación</b>				
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación 10°	Acimut	0°
<b>Perfil obstáculos</b>		Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>		Sin sombreado		
<b>Características generador FV</b>				
<b>Módulo FV</b>		Si-poly	Modelo	<b>JKM 250P-60</b>
			Fabricante	Jinkosolar
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo 124 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	2232	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	<b>558 kWp</b>	En cond. funciona. 504 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	496 V	I mpp 1016 A
Superficie total		Superficie módulos	<b>3653 m²</b>	Superficie célula 3179 m²
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Sunny Central 500CP</b>	
		Fabricante	SMA	
Características		Tensión Funciona.	430-820 V	Pnom unitaria 500 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>				
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)				TONC 56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	8.2 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdidas por polvo y suciedad del generador				Fracción de Pérdidas 2.0 %
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo 0.05
<b>Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)</b>				

PVSYST V5.55

07/10/15

Página 2/3

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Central FV Quito

Variante de simulación : Diseño 4

Parámetros principales del sistema

Tipo de sistema

Conectado a la red

Orientación Campos FV

inclinación

10°

acimut

0°

Módulos FV

Modelo

JKM 250P-60

Pnom

250 Wp

Generador FV

N° de módulos

2232

Pnom total

558 kWp

Inversor

Modelo

Sunny Central 500CP

Pnom

500 kW ac

Necesidades de los usuarios

Carga ilimitada (red)

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema

Energía producida

818497 kWh/año

modul. específico

1467 kWh/kWp/año

Factor de rendimiento (PR)

80.3 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 558 kWp

Factor de rendimiento (PR)

Diseño 4

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	155.0	14.40	144.5	139.0	65225	64211	12.35	12.16
Febrero	147.0	14.40	140.5	135.8	63499	62538	12.37	12.18
Marzo	164.0	14.40	161.5	156.4	73718	72555	12.49	12.30
Abril	152.0	15.00	154.2	149.4	70172	69049	12.46	12.26
Mayo	153.0	14.40	159.8	155.0	73329	72169	12.56	12.36
Junio	141.0	14.40	149.1	144.4	68250	67167	12.53	12.33
Julio	146.0	14.40	153.1	148.5	70315	69195	12.57	12.37
Agosto	154.0	14.40	158.3	153.5	72409	71250	12.52	12.32
Septiembre	157.0	14.40	156.5	151.6	71610	70491	12.53	12.33
Octubre	166.0	14.40	159.8	154.2	72731	71584	12.46	12.26
Noviembre	156.0	14.40	146.0	140.4	65803	64756	12.34	12.14
Diciembre	155.0	14.40	143.0	137.2	64560	63533	12.36	12.16
Año	1846.0	14.45	1826.2	1765.4	831621	818497	12.47	12.27

Leyendas:

GlobHor

T Amb

GlobInc

GlobEff

Irradiación global horizontal

Temperatura Ambiente

Global incidente en plano receptor

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray

E\_Grid

EffArrR

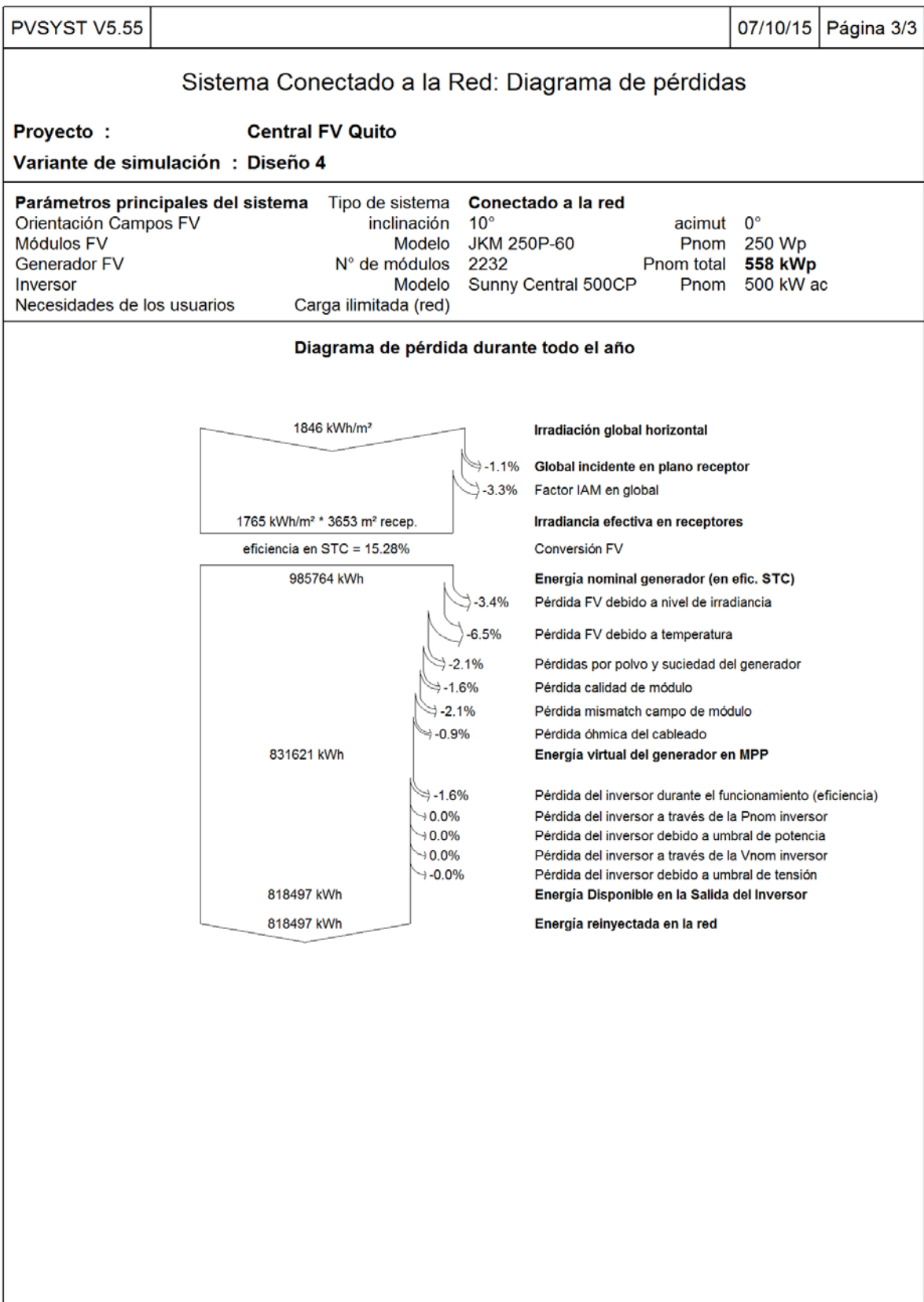
EffSysR

Energía efectiva en la salida del generador

Energía reinyectada en la red

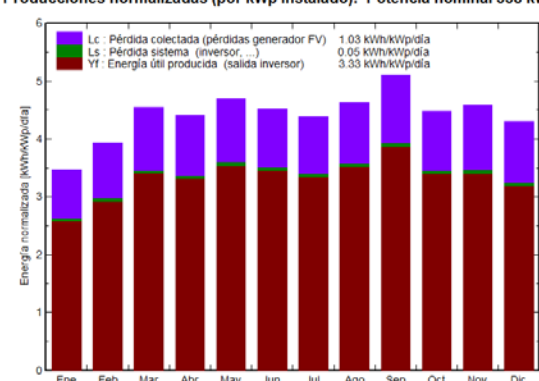
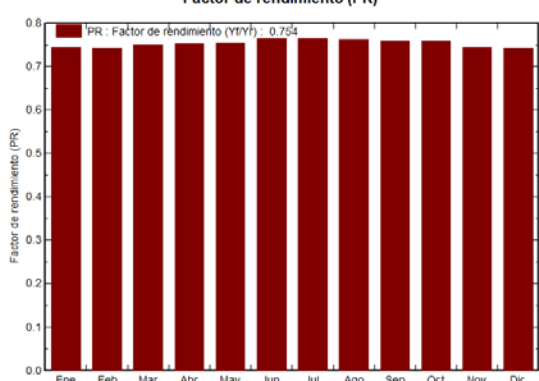
Eficiencia Esal campo/superficie bruta

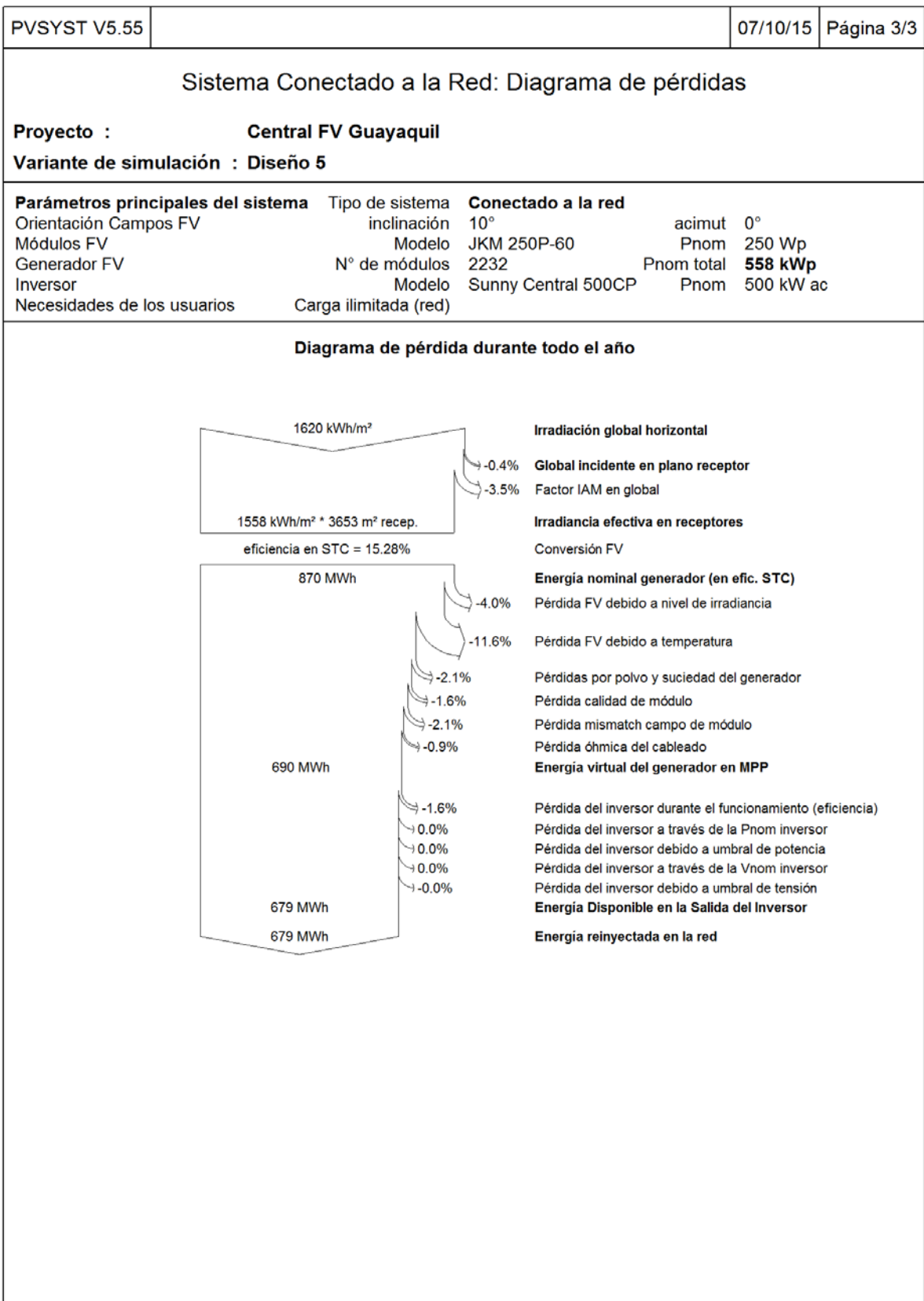
Eficiencia Esal sistema/superficie bruta





PVSYST V5.55			07/10/15	Página 1/3
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>				
<b>Proyecto : Central FV Guayaquil</b>				
<b>Lugar geográfico</b>		<b>Guayaquil</b>	<b>País</b>	<b>Equator</b>
<b>Ubicación</b>		Latitud 2.1°S	Longitud	79.9°W
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT-5	Altitud	4 m
		Albedo 0.20		
<b>Datos climatológicos : Guayaquil, Síntesis datos por hora</b>				
<b>Variante de simulación : Diseño 5</b>				
Fecha de simulación 07/10/15 22h01				
<b>Parámetros de la simulación</b>				
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación 10°	Acimut	0°
<b>Perfil obstáculos</b>		Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>		Sin sombreado		
<b>Características generador FV</b>				
<b>Módulo FV</b>		Si-poly	Modelo	<b>JKM 250P-60</b>
			Fabricante	Jinkosolar
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo 124 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	2232	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	<b>558 kWp</b>	En cond. funciona. 504 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	496 V	I mpp 1016 A
Superficie total		Superficie módulos	<b>3653 m²</b>	Superficie célula 3179 m²
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Sunny Central 500CP</b>	
		Fabricante	SMA	
Características		Tensión Funciona.	430-820 V	Pnom unitaria 500 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>				
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)				TONC 56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	8.2 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdidas por polvo y suciedad del generador				Fracción de Pérdidas 2.0 %
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo 0.05
<b>Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)</b>				

PVSYST V5.55		07/10/15		Página 2/3				
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales								
Proyecto :		Central FV Guayaquil						
Variante de simulación :		Diseño 5						
<b>Parámetros principales del sistema</b>								
Tipo de sistema		Conectado a la red						
Orientación Campos FV		inclinación		10°				
Módulos FV		Modelo		JKM 250P-60				
Generador FV		N° de módulos		2232				
Inversor		Modelo		Sunny Central 500CP				
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		acimut 0°				
				Pnom 250 Wp				
				Pnom total 558 kWp				
				Pnom 500 kW ac				
<b>Resultados principales de la simulación</b>								
Producción del Sistema		Energía producida		679 MWh/año				
		Factor de rendimiento (PR)		75.4 %				
		Produc. específico		1216 kWh/kWp/año				
<b>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 558 kWp</b>								
								
<b>Factor de rendimiento (PR)</b>								
								
Diseño 5								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	111.6	29.00	107.5	103.2	45.41	44.67	11.56	11.37
Febrero	113.4	29.00	110.3	106.3	46.45	45.70	11.53	11.35
Marzo	142.6	30.00	141.1	136.2	59.88	58.95	11.62	11.44
Abril	130.5	29.00	132.3	127.9	56.47	55.55	11.69	11.50
Mayo	139.5	29.00	145.4	140.8	62.29	61.29	11.73	11.54
Junio	129.0	27.00	135.5	131.2	58.73	57.80	11.86	11.67
Julio	130.2	27.00	135.8	131.4	58.85	57.94	11.87	11.68
Agosto	139.5	27.00	143.4	138.9	61.91	60.94	11.82	11.63
Septiembre	153.0	27.00	152.9	148.0	65.83	64.79	11.78	11.60
Octubre	142.6	27.00	138.7	133.8	59.74	58.77	11.79	11.60
Noviembre	145.5	28.00	137.4	132.0	57.95	57.02	11.54	11.36
Diciembre	142.6	29.00	133.4	128.3	56.14	55.22	11.52	11.33
Año	1620.0	28.16	1613.6	1557.9	689.66	678.66	11.70	11.51
Legendas:								
GlobHor	Irradiación global horizontal			EArray	Energía efectiva en la salida del generador			
T Amb	Temperatura Ambiente			E_Grid	Energía reinyectada en la red			
GlobInc	Global incidente en plano receptor			EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta			
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados			EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta			





## ANEXO 4

### DETALLE DE COSTOS INVERSION OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- Tablas de Análisis de Precios Unitarios para las obras civiles, exportadas del programa INTERPRO 2.2.4

PRESUPUESTO						
Item	Codigo	Descripcion	Unidad	Cantidad	P.Unitario	P.Total
001		TRABAJOS PRELIMINARES				18,600.00
1,001	501009	Replanteo y nivelación	m2	10,000.00	1.12	11,200.00
1,002	502003	Desbroce y limpieza del terreno	m2	10,000.00	0.74	7,400.00
2		DRENAJE Y SISTEMA DE RIEGO				57,312.15
2,001	504007	Excavación retroexcavadora, zanja 0-2 m, material conglomerado.	m3	300.00	4.74	1,422.00
2,002	533004	Geomembrana PVC e= 750 micras, suministro e instalación	m2	1,000.00	6.13	6,130.00
2,003	515001	Tubería PVC perforada para dren, d= 160 mm	ml	2,000.00	8.84	17,680.00
2,004	539095	Lecho filtrante de Grava	m3	700.00	28.49	19,943.00
2,005	520009	Pozo de revisión h = 1.5 m, incluye encofrado metálico, excluye ta	u	5.00	245.95	1,229.75
2,006	519003	Tubería de hormigón d = 300 mm	ml	120.00	14.48	1,737.60
2,007	505017	Relleno compactado con material de sitio	m3	300.00	7.19	2,157.00
2,008	506009	Desalojo de materiales hasta 6 km, incluye transporte y cargado m	m3	700.00	8.23	5,761.00
2,009	514030	Tubería de PVC roscable d=1" (p/presión)	ml	150.00	5.30	795.00
2,010	514022	Tee PVC roscable d=1" (p/presión)	u	20.00	5.20	104.00
2,011	521008	Válvula de compuerta d=1"	u	3.00	17.00	51.00
2,012	514031	Reductor PVC roscable d=1" a 3/4" (p/presión)	u	20.00	2.98	59.60
2,013	514024	Reductor PVC roscable d=3/4" a 1/2" (p/presión)	u	20.00	2.08	41.60
2,014	516035	Llave de chorro 1/2"	u	20.00	10.03	200.60
3		VIAS				26,600.00
3,001	504023	Excavacion Retroexcavadora material conglomerado 0-2m	m3	800.00	2.94	2,352.00
3,002	505001	Subrasante conformación y compactación con equipo pesado	m2	2,000.00	1.26	2,520.00
3,003	505004	Sub base conformación y compactación con equipo pesado	m3	800.00	27.16	21,728.00
4		EDIFICACIONES DE CONTROL				22,656.00
4,001	540202	Edificación en Planta baja (Acabados primera calidad)	m2	16.00	936.00	14,976.00
4,002	540203	Edificación para equipos electricos	m2	16.00	480.00	7,680.00
5		SISTEMAS ELECTRICOS				4,700.58
5,001	504007	Excavación retroexcavadora, zanja 0-2 m, material conglomerado.	m3	70.00	4.74	331.80
5,002	515009	Tubería PVC para ducto telefónico, d = 110 mm	ml	800.00	3.68	2,944.00
5,003	520023	Pozo de revisión eléctrico 40x40x50cm, incluye tapa	u	16.00	66.58	1,065.28
5,004	505017	Relleno compactado con material de sitio	m3	50.00	7.19	359.50
SUBTOTAL						129,868.73
IVA					12%	15,584.25
TOTAL						145,452.98



## Universidad de Cuenca

**Item:** 1,001  
**Código:** 501009  
**Descrip.:** Replanteo y nivelación  
**Unidad:** m2

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
101003	Equipo de topografía	Hora	1.0000	2.00	0.0588	0.12
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.0588	0.02
Subtotal de Equipo:						0.14

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EA084	Clavos	kg	0.0500	1.91		0.10
253006	Tiras de eucalipto 2 x 2 x 300 cm	u	0.2000	0.49		0.10
Subtotal de Materiales:						0.20

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
421006	Topógrafo 2: título y experiencia mayor a 5 años		1.0000	3.57	0.0588	0.21
403012	Cadenero		1.0000	3.22	0.0588	0.19
402015	Peón		1.0000	3.18	0.0588	0.19
Subtotal de Mano de Obra:						0.59

Costo Directo Total: 0.93

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 0.19

**Precio Unitario Total ..... 1.12**





## Universidad de Cuenca

**Item:** 1,002  
**Código:** 502003  
**Descrip.:** Desbroce y limpieza del terreno  
**Unidad:** m2

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	4.0000	0.40	0.0400	0.06
Subtotal de Equipo:						0.06

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
Subtotal de Materiales:						0.00

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.0160	0.05
402015	Peón		4.0000	3.18	0.0400	0.51
Subtotal de Mano de Obra:						0.56

Costo Directo Total: 0.62

COSTOS INDIRECTOS		
	20 %	0.12

Precio Unitario Total .....	0.74
-----------------------------	------



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,001  
**Código:** 504007  
**Descrip.:** Excavación retroexcavadora, zanja 0-2 m, material conglomerado, cuchara 40 cm  
**Unidad:** m3

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
102004	Retroexcavadora	Hora	1.0000	25.00	0.1100	2.75
Subtotal de Equipo:						2.75

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
Subtotal de Materiales:						0.00

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.0330	0.11
423011	Operador de retroexcavadora		1.0000	3.57	0.1100	0.39
402015	Peón		2.0000	3.18	0.1100	0.70
Subtotal de Mano de Obra:						1.20

Costo Directo Total: 3.95

COSTOS INDIRECTOS		
	20 %	0.79

Precio Unitario Total .....	4.74
-----------------------------	------



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,002  
**Código:** 533004  
**Descrip.:** Geomembrana PVC e= 750 micras, suministro e instalación  
**Unidad:** m2

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	2.0000	0.40	0.0100	0.01
Subtotal de Equipo:						0.01

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
279009	Soldadura líquida para geomemb	galón	0.0120	24.96		0.30
279008	Geomembrana PVC e=750 micras	m2	1.0500	4.50		4.73
Subtotal de Materiales:						5.03

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.0020	0.01
402015	Peón		2.0000	3.18	0.0100	0.06
Subtotal de Mano de Obra:						0.07

Costo Directo Total: 5.11

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 1.02

**Precio Unitario Total ..... 6.13**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,003  
**Código:** 515001  
**Descrip.:** Tubería PVC perforada para dren, d= 160 mm  
**Unidad:** ml

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.0350	0.01
Subtotal de Equipo:						0.01

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2A0033	Tubería PVC d = 160mm para drenaje	u	1.0000	7.12		7.12
Subtotal de Materiales:						7.12

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.0070	0.02
403008	Plomero		1.0000	3.22	0.0350	0.11
402015	Peón		1.0000	3.18	0.0350	0.11
Subtotal de Mano de Obra:						0.24

Costo Directo Total: 7.37

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 1.47

**Precio Unitario Total ..... 8.84**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,004  
**Código:** 539095  
**Descrip.:** Lecho filtrante de Grava  
**Unidad:** m3

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.1300	0.05
Subtotal de Equipo:						0.05

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EI006	Grava puesta en obra	m3	1.0500	21.25		22.31
Subtotal de Materiales:						22.31

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
403001	Albañil		1.0000	3.22	0.1300	0.42
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.0390	0.13
402015	Peón		2.0000	3.18	0.1300	0.83
Subtotal de Mano de Obra:						1.38

Costo Directo Total: 23.74

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 4.75

**Precio Unitario Total ..... 28.49**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,005  
**Código:** 520009  
**Descrip.:** Pozo de revisión h = 1.5 m, incluye encofrado metálico, excluye tapa, cerco y/o brocal  
**Unidad:** u

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
101002	Cofre metálico pozos de revis	Hora	1.0000	3.00	2.5000	7.50
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	2.5000	1.00
Subtotal de Equipo:						8.50

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
202029	Varilla de 5/8"	m	1.6000	1.72		2.75
527010	Replanteo de piedra e = 15 cm	m2	1.3000	5.74		7.46
507002	Hormigón Simple f'c = 210 kg/cm	m3	0.5500	109.11		60.01
527011	Hormigón ciclópeo (50% H.S. y 5	m3	1.2200	74.55		90.95
Subtotal de Materiales:						161.17

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
403001	Albañil		1.0000	3.22	2.5000	8.05
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	1.0000	3.39
402015	Peón		3.0000	3.18	2.5000	23.85
Subtotal de Mano de Obra:						35.29

Costo Directo Total: 204.96

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 40.99

Precio Unitario Total ..... 245.95



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,006  
**Código:** 519003  
**Descripción:** Tubería de hormigón d = 300 mm  
**Unidad:** ml

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.1600	0.06
Subtotal de Equipo:						0.06

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EX005	Tubo de cemento 300 mm camp	m	1.0000	9.60		9.60
508003	Mortero de cemento 1:3	m3	0.0012	115.94		0.14
Subtotal de Materiales:						9.74

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
403001	Albañil		1.0000	3.22	0.1600	0.52
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.0640	0.22
402015	Peón		3.0000	3.18	0.1600	1.53
Subtotal de Mano de Obra:						2.27

Costo Directo Total: 12.07

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 2.41

Precio Unitario Total .....	14.48
-----------------------------	-------



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,007  
**Código:** 505017  
**Descrip.:** Relleno compactado con material de sitio  
**Unidad:** m3

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.5000	0.20
102012	Plancha vibratoria	Hora	1.0000	4.50	0.5000	2.25
Subtotal de Equipo:						2.45

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EA073	Agua	lt	2.0000	0.01		0.02
Subtotal de Materiales:						0.02

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.1000	0.34
402015	Peón		2.0000	3.18	0.5000	3.18
Subtotal de Mano de Obra:						3.52

Costo Directo Total: 5.99

COSTOS INDIRECTOS						
					20 %	1.20

Precio Unitario Total .....						7.19
-----------------------------	--	--	--	--	--	------





## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,008  
**Código:** 506009  
**Descrip.:** Desalojo de materiales hasta 6 km, Incluye transporte y cargado manual  
**Unidad:** m3

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
101001	Carretilla	Hora	1.0000	0.02	0.1600	0.00
102008	Volqueta 8 m3	Hora	1.0000	25.00	0.1600	4.00
Subtotal de Equipo:						4.00

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EA093	Pago por concepto de disposición	m3	1.0000	0.63		0.63
Subtotal de Materiales:						0.63

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
402015	Peón		4.0000	3.18	0.1600	2.04
427011	Chofer volquetas (Estr. Oc. C1)		1.0000	4.67	0.0400	0.19
Subtotal de Mano de Obra:						2.23

Costo Directo Total: 6.86

COSTOS INDIRECTOS		
	20 %	1.37

Precio Unitario Total .....	8.23
-----------------------------	------



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,009  
**Código:** 514030  
**Descrip.:** Tubería de PVC roscable d=1" (p/presión)  
**Unidad:** ml

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.1000	0.04
Subtotal de Equipo:						0.04

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EA095	Polilimpia	litro	0.0010	6.26		0.01
245005	Teflón	rollo	0.0500	0.50		0.03
2A1046	Tuberja PVC 1"x 6m (presión ros	u	0.1700	21.45		3.65
2GF021	Permatex o similar 3 onzas	u	0.0200	1.29		0.03
Subtotal de Materiales:						3.72

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.1000	0.34
402015	Peón		1.0000	3.18	0.1000	0.32
Subtotal de Mano de Obra:						0.66

Costo Directo Total: 4.42

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 0.88

Precio Unitario Total ..... 5.30



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,010  
**Código:** 514022  
**Descrip.:** Tee PVC roscable d=1" (p/presión)  
**Unidad:** u

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.1000	0.04
Subtotal de Equipo:						0.04

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
245005	Teflón	rollo	0.3500	0.50		0.18
2FO001	Tee PVC CED 40 (p/presión) ros	u	1.0000	3.42		3.42
2GF021	Permatex o similar 3 onzas	u	0.0200	1.29		0.03
Subtotal de Materiales:						3.63

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.1000	0.34
402015	Peón		1.0000	3.18	0.1000	0.32
Subtotal de Mano de Obra:						0.66

Costo Directo Total: 4.33

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 0.87

**Precio Unitario Total ..... 5.20**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,011  
**Código:** 521008  
**Descrip.:** Válvula de compuerta d=1"  
**Unidad:** u

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.5000	0.20
Subtotal de Equipo:						0.20

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
245005	Teflón	rollo	1.0000	0.50		0.50
216004	Valvula Kitz compuerta 1"	u	1.0000	10.27		10.27
Subtotal de Materiales:						10.77

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
403008	Plomero		1.0000	3.22	0.5000	1.61
402015	Peón		1.0000	3.18	0.5000	1.59
Subtotal de Mano de Obra:						3.20

Costo Directo Total: 14.17

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 2.83

**Precio Unitario Total ..... 17.00**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,012  
**Código:** 514031  
**Descrip.:** Reductor PVC roscable d=1" a 3/4" (p/presión)  
**Unidad:** u

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.1000	0.04
Subtotal de Equipo:						0.04

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
245005	Teflón	rollo	0.2000	0.50		0.10
245015	Reductor PVC (presión) CED 40	u	1.0000	1.65		1.65
2GF021	Permatex o similar 3 onzas	u	0.0200	1.29		0.03
Subtotal de Materiales:						1.78

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.1000	0.34
402015	Peón		1.0000	3.18	0.1000	0.32
Subtotal de Mano de Obra:						0.66

Costo Directo Total: 2.48

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 0.50

**Precio Unitario Total ..... 2.98**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 2,013  
**Código:** 514024  
**Descrip.:** Reductor PVC roscable d=3/4" a 1/2" (p/presión)  
**Unidad:** u

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.1000	0.04
Subtotal de Equipo:						0.04

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
245005	Teflón	rollo	0.2000	0.50		0.10
245007	Reductor PVC (presión) CED 40	u	1.0000	0.90		0.90
2GF021	Permatex o similar 3 onzas	u	0.0200	1.29		0.03
Subtotal de Materiales:						1.03

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.1000	0.34
402015	Peón		1.0000	3.18	0.1000	0.32
Subtotal de Mano de Obra:						0.66

Costo Directo Total: 1.73

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 0.35

**Precio Unitario Total ..... 2.08**



## Universidad de Cuenca

Item: 2,014  
Código: 516035  
Descrip.: Llave de chorro 1/2"  
Unidad: u

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.2000	0.08
Subtotal de Equipo:						0.08

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
264033	Llave de chorro 1/2"	u	1.0000	7.00		7.00
Subtotal de Materiales:						7.00

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
403008	Plomero		1.0000	3.22	0.2000	0.64
402015	Peón		1.0000	3.18	0.2000	0.64
Subtotal de Mano de Obra:						1.28

Costo Directo Total: 8.36

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 1.67

Precio Unitario Total ..... 10.03



## Universidad de Cuenca

**Item:** 3,001  
**Código:** 504023  
**Descrip.:** Excavacion Retroexcavadora material conglomerado 0-2m  
**Unidad:** m3

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
102004	Retroexcavadora	Hora	1.0000	25.00	0.0700	1.75
Subtotal de Equipo:						1.75

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
Subtotal de Materiales:						0.00

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
423011	Operador de retroexcavadora		1.0000	3.57	0.0700	0.25
402015	Peón		2.0000	3.18	0.0700	0.45
Subtotal de Mano de Obra:						0.70

Costo Directo Total: 2.45

COSTOS INDIRECTOS		
	20 %	0.49

Precio Unitario Total .....	2.94
-----------------------------	------





## Universidad de Cuenca

**Item:** 3,002  
**Código:** 505001  
**Descrip.:** Subrasante conformación y compactación con equipo pesado  
**Unidad:** m2

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
102003	Motoniveladora	Hora	1.0000	50.00	0.0085	0.43
102005	Rodillo Vibratorio	Hora	1.0000	35.00	0.0085	0.30
102006	Tanquero de agua	Hora	1.0000	20.00	0.0085	0.17
Subtotal de Equipo:						0.90

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
Subtotal de Materiales:						0.00

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
423001	Operador de motoniveladora		1.0000	3.57	0.0085	0.03
424004	Operador de rodillo autopropulsado		1.0000	3.39	0.0085	0.03
402015	Peón		2.0000	3.18	0.0085	0.05
427012	Chofer tanqueros (Estr. Oc. C1)		1.0000	4.67	0.0085	0.04
Subtotal de Mano de Obra:						0.15

Costo Directo Total: 1.05

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 0.21

**Precio Unitario Total ..... 1.26**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 3,003  
**Código:** 505004  
**Descrip.:** Sub base conformación y compactación con equipo pesado  
**Unidad:** m3

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	2.0000	0.40	0.0350	0.03
102003	Motoniveladora	Hora	1.0000	50.00	0.0350	1.75
102005	Rodillo Vibratorio	Hora	1.0000	35.00	0.0150	0.53
102006	Tanquero de agua	Hora	1.0000	20.00	0.0150	0.30
Subtotal de Equipo:						2.61

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EA073	Agua	lt	40.0000	0.01		0.40
2EI008	Sub base puesta en obra	m3	1.3100	14.20		18.60
Subtotal de Materiales:						19.00

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
423001	Operador de motoniveladora		1.0000	3.57	0.0350	0.12
424004	Operador de rodillo autopropulsado		1.0000	3.39	0.0150	0.05
402015	Peón		7.0000	3.18	0.0350	0.78
427012	Chofer tanqueros (Estr. Oc. C1)		1.0000	4.67	0.0150	0.07
Subtotal de Mano de Obra:						1.02

Costo Directo Total: 22.63

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 4.53

Precio Unitario Total ..... 27.16



## Universidad de Cuenca

**Item:** 4,001  
**Código:** 540202  
**Descripción:** Edificación en Planta baja (Acabados primera calidad)  
**Unidad:** m2

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
Subtotal de Equipo:						0.00

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
200418	Edificación en planta baja (Acabados primera calidad)	m2	1.0000	780.00		780.00
Subtotal de Materiales:						780.00

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
Subtotal de Mano de Obra:						0.00

Costo Directo Total: 780.00

COSTOS INDIRECTOS		
	20 %	156.00

Precio Unitario Total .....	936.00
-----------------------------	--------



## Universidad de Cuenca

**Item:** 4,002  
**Código:** 540203  
**Descrip.:** Edificación para equipos electricos  
**Unidad:** m2

### COSTOS DIRECTOS

Equipo y herramienta						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
Subtotal de Equipo:						0.00

Materiales						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
200419	Edificación para equipos electric	u	1.0000	400.00		400.00
Subtotal de Materiales:						400.00

Transporte						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

Mano de Obra						
Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
Subtotal de Mano de Obra:						0.00

Costo Directo Total: 400.00

COSTOS INDIRECTOS						
					20 %	80.00

Precio Unitario Total .....						480.00
-----------------------------	--	--	--	--	--	--------



## Universidad de Cuenca

**Item:** 5,002  
**Código:** 515009  
**Descrip.:** Tubería PVC para ducto telefónico, d = 110 mm  
**Unidad:** ml

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.0270	0.01
Subtotal de Equipo:						0.01

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EA082	Pegamento para tuberías PVC	gln	0.0050	35.17		0.18
209001	Alambre de amarre No. 18 negro	kg	0.0400	2.05		0.08
2A3001	Tubería PVC ducto telefónico 110	m	1.0000	2.60		2.60
Subtotal de Materiales:						2.86

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
403001	Albañil		1.0000	3.22	0.0270	0.09
405006	Técnico obras civiles		1.0000	3.39	0.0054	0.02
402015	Peón		1.0000	3.18	0.0270	0.09
Subtotal de Mano de Obra:						0.20

Costo Directo Total: 3.07

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 0.61

**Precio Unitario Total ..... 3.68**



## Universidad de Cuenca

**Item:** 5,003  
**Código:** 520023  
**Descrip.:** Pozo de revisión eléctrico 40x40x50cm, incluye tapa  
**Unidad:** u

### COSTOS DIRECTOS

#### Equipo y herramienta

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Rendim.	Total
112001	Herramientas varias	Hora	1.0000	0.40	0.3000	0.12
101014	Soldadora portatil	Hora	1.0000	0.50	1.5000	0.75
Subtotal de Equipo:						0.87

#### Materiales

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio		Total
2EA092	Suelda	kg	0.2000	2.46		0.49
263035	Angulo (1 1/2" x 1/8")	m	4.0000	1.60		6.40
2EI006	Grava puesta en obra	m3	0.0100	21.25		0.21
511001	Enlucido con mortero 1:3	m2	1.2000	9.46		11.35
510024	Mampostería de ladrillo ancho=15	m2	1.1000	17.50		19.25
527031	Losa de Hormigón Armado (e = 7	m2	0.2500	42.31		10.58
Subtotal de Materiales:						48.28

#### Transporte

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa/U	Distancia	Total
Subtotal de Transporte:						0.00

#### Mano de Obra

Código	Descripción		Número	S.R.H.	Rendim.	Total
403001	Albañil		1.0000	3.22	0.3000	0.97
404009	Maestro electrico/liniero/subestación		1.0000	3.57	1.5000	5.36
Subtotal de Mano de Obra:						6.33

Costo Directo Total: 55.48

### COSTOS INDIRECTOS

20 % 11.10

Precio Unitario Total ..... 66.58



Cuenca, 6 de Agosto 2015

Sr.  
SANTIAGO MARTIN HERRERA MOLINA

De mis consideraciones:

La presente tiene por objeto cotizar los siguientes productos:

CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNIT.	P.TOTAL
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 600 KVA 22KV INATRA	13746.00	13746.00
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 700 KVA 22KV INATRA	15881.00	15881.00
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 800 KVA 22KV INATRA	18523.00	18523.00
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 900 KVA 22KV INATRA	19042.00	19042.00
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 1000 KVA 22KV INATRA	21282.00	21282.00

PRECIOS NO INCLUYEN IVA.

Por la atención que de a la presente me suscribo de usted.

Atentamente

Eoon. XAVIER ALVAREZ  
Gerente de Ventas



Martin Herrera Molina

**Zona Norte de España y Portugal**  
Polígono Industrial Casablanca I  
Avda. Dr. Severo Ochoa 38, Pta. 2, Pta. 1  
28100 Alcobendas (Madrid)

**Zona Sur**  
Polígono Industrial Cañada de Praes  
C/ Pintores 23  
03191 Pilar de la Horadada (Alicante)

info@schletter.es  
www.schletter.es

**Hans Glaser**  
Hans.Glaser@schletter.es  
Tel: 966 767 534  
Fax: 966 767 813  
Movil: 651 992 029

19.08.2015

**Asunto: Oferta orientativa estructura proyecto de "Cuenca".**

Estimado Martin,

Conforme a las conversaciones mantenidas hasta la fecha en relación al proyecto de Cuenca, para el suministro de la estructura de la instalación fotovoltaica, te adjunto nuestra oferta orientativa pendiente de la realización del ensayo geológico del terreno y la implantación definitiva:

### Proyecto 1 MW Cuenca (Ecuador)

We can offer you:

**Customer:** ELECAUSTRO S.A.  
**Customer no.:** 151335  
**Project:** Cuenca - 46020766  
**Mounting system:** FS2V-Combi Edge zone  
25 modules per row  
**Inclination of ground:** North-South: 0°  
East-West: 0°  
**Snow load:** Snow zone:  
 $s_k = 0,00 \text{ kN/m}^2$   
**Wind load:** Wind zone: 75 km/h  
 $v_{ref} = 21,00 \text{ m/s}$   
 $q_{ref} = 0,28 \text{ kN/m}^2$







**Sistema FS2V-Combi-Duo (estructura en acero - biposte)**

1/ Sistema de montaje	<b>FS2V-Combi-Duo con 15 grados (acero)</b>
2/ Configuración de las mesas:	25 módulos vertical cada fila, 2 filas superpuestas
3/ Numero de mesas:	80
4/ Medidas del módulo:	1650x992x40 mm, 250 Wp Jinko
5/ Potencia total:	1.000 kWp
6/ Inclinación:	15 grados
7/ Hincado:	adelante 1200 mm/ detras 1400 mm
8/ Distancia del modulo al suelo:	600 mm
9/ Postes cada mesa:	6 x 2 – distancia entre postes 4.356 mm
10/ Precios:	

Material	<b>77,73 €/kWp</b>
----------	--------------------

Estructura	<b><u>77.730,00 €</u></b>
------------	---------------------------

**Sistema FS2V-Combi II (estructura en aluminio - biposte)**

1/ Sistema de montaje	<b>FS2V-Combi-II con 15 grados (aluminio)</b>
2/ Configuración de las mesas:	25 módulos vertical cada fila, 2 filas superpuestas
3/ Numero de mesas:	80
4/ Medidas del módulo:	1650x992x40 mm, 250 Wp Jinko
5/ Potencia total:	1.000 kWp
6/ Inclinación:	15 grados
7/ Hincado:	adelante 1200 mm/ detras 1400 mm
8/ Distancia del modulo al suelo:	600 mm
9/ Postes cada mesa:	6 x 2 – distancia entre postes 4.356 mm
10/ Precios:	

Material	<b>83,79 €/kWp</b>
----------	--------------------

Estructura	<b><u>83.790,00 €</u></b>
------------	---------------------------

Schletter España SL Polígono Industrial Cañada de Fresno Calle Pintura 23 05131 Pina de la Huesada (Albacete) España  
 Registro Mercantil de Alicante, Tomo 3394, Libro 0, Folio 148, Hoja A-118150 Inscripción 1 – C.I.F. B56427820  
 IBAN: ES10 0019 0412 0040 1001 8803 SWIFT: DEUTE388

OFERTA ECONÓMICA PARA MANTENIMIENTO - ALROMAR

PLANTA SOLAR 100 KW y PRODUCCION ESTIMADA DE 170.000Kwh/Año			
Código	Descripción	€ / Unidad	Total/año
MB3V/A	Mantenimiento Básico tres visitas al año		996 €/año
MBM3V/A	Mantenimiento Básico y Monitorización		1428 €/año
MBF3V/A	Mantenimiento Básico y Facturación		1116 €/año
MBS3V/A	Mantenimiento Básico y Seguro		1596 €/año
MBR3V/A	Mantenimiento Básico y Representante mercado		1359 €/año
MPLUS3V/A	Mantenimiento Plus		1548 €/año
MPREM3V/A	Mantenimiento Premium		1786 €/año
MPREMS3V/A	Mantenimiento Premium con Seguro		2386 €/año
SFAC	Control de Facturación (Incluida Línea Tlf.)	10€/mes	120€/año
SFACR	Reclamación de la factura	5€/ud	
SMON	Servicio de Monitorización	36€/mes	432€/año
STERM	Servicio de Termografía	200 €	
STERMINF	Informe por puntos caliente encontrado	4,30 €	
SLIMP	Ud. de Limpieza de una planta solar de 100 KW	337€/año	337€/año
	<b>MANTENIMIENTO CORRECTIVO:</b>		
MCV	Visita Mantenimiento correctivo	32€/h	32€/h
MCD	Desplazamiento por Mantenimiento Correctivo	25€/h	25€/h
MCFS	Visita Mantenimiento correctivo en fin de semana y día festivo	235€	235€
	Material Mantenimiento correctivo	A aportar por el cliente o previo aceptación de presupuesto	

## ANEXO 5

### CALCULOS DE TASA DE DESCUENTO. FLUJO DE CAJA Y ANALISIS ECONÓMICOS

#### DEPRECIACIÓN

AÑO	DEPRECIACIÓN
0	
1	\$ 106,144.41
2	\$ 106,144.41
3	\$ 106,144.41
4	\$ 106,144.41
5	\$ 106,144.41
6	\$ 106,144.41
7	\$ 106,144.41
8	\$ 106,144.41
9	\$ 106,144.41
10	\$ 106,144.41
11	\$ 106,144.41
12	\$ 106,144.41
13	\$ 106,144.41
14	\$ 106,144.41
15	\$ 106,144.41
16	\$ 106,144.41
17	\$ 106,144.41
18	\$ 106,144.41
19	\$ 106,144.41
20	\$ 106,144.41

ESCENARIO B) CON AUTOFINANCIAMIENTO

DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO

INVERSIONISTA	
TASA INTERES PASIVA	4.90%
RIESGO NEGOCIO	3.00%
RIESGO PAÍS	0.00%
CAPM	7.90%

DETERMINACIÓN DE PRECIO MÍNIMO DE VENTA MEDIANTE LCOE

AÑO	EGRESOS		EGRESOS		ENERGIA	
	INVERSION	AD. O&M	TOTAL	ACTUALIZADO	kW.h	ACTUALIZADO
1	\$ 2,122,888.25		\$ 2,122,888.25	\$ 1,967,458.99	0	
2		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 34,357.15	1294809.699	1112149.2
3		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 31,841.66	1274092.744	1014230.6
4		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 29,510.34	1263734.266	932330.7
5		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 27,349.71	1253375.789	856986.7
6		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 25,347.28	1243017.311	787677.6
7		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 23,491.45	1232658.833	723923.7
8		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 21,771.50	1222300.356	665282.9
9		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 20,177.48	1211941.878	611348.4
10		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 18,700.17	1201583.401	561745.3
11		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 17,331.02	1191224.923	516128.5
12		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 16,062.11	1180866.445	474180.2
13		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 14,886.11	1170507.968	435607.7
14		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 13,796.21	1160149.49	400141.6
15		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 12,786.11	1149791.013	367533.8
16		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 11,849.96	1139432.535	337555.7
17		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,982.35	1129074.058	309997.3
18		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,178.27	1118715.58	284664.7
19		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 9,433.06	1108357.102	261379.9
20		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,742.41	1097998.625	239978.8
21		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,102.32	1087640.147	220310.3
TOTAL			\$ 2,334,155.67		TOTAL	11113153.9

LCOE \$ 0.210035



FLUJO DE CAJA

PRECIO DE VENTA LCOE

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGIA		\$ 271,955.87	\$ 267,604.57	\$ 265,428.92	\$ 263,253.28	\$ 261,077.63	\$ 258,901.98	\$ 256,726.34	\$ 254,550.69	\$ 252,375.04
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACION		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACION		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERES										
UTILIDAD BRUTA		\$ 125,811.45	\$ 121,460.16	\$ 119,284.51	\$ 117,108.87	\$ 114,933.22	\$ 112,757.57	\$ 110,581.92	\$ 108,406.28	\$ 106,230.63
UTILIDAD TRAB.		\$ 18,871.72	\$ 18,219.02	\$ 17,892.68	\$ 17,566.33	\$ 17,239.98	\$ 16,913.64	\$ 16,587.29	\$ 16,260.94	\$ 15,934.59
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 23,526.74	\$ 22,713.05	\$ 22,306.20	\$ 21,899.36	\$ 21,492.51	\$ 21,085.67	\$ 20,678.82	\$ 20,271.97	\$ 19,865.13
UTILIDAD NETA		\$ 83,412.99	\$ 80,528.09	\$ 79,085.63	\$ 77,643.18	\$ 76,200.72	\$ 74,758.27	\$ 73,315.82	\$ 71,873.36	\$ 70,430.91
DEPRECIACION		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSION	\$ 2,122,888.25									
PRESTAMO										
AMORTIZACION										
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (2,122,888.25)	\$ 189,557.41	\$ 186,672.50	\$ 185,230.04	\$ 183,787.59	\$ 182,345.14	\$ 180,902.68	\$ 179,460.23	\$ 178,017.77	\$ 176,575.32

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 250,199.40	\$ 248,023.75	\$ 245,848.10	\$ 243,672.46	\$ 241,496.81	\$ 239,321.16	\$ 237,145.51	\$ 234,969.87	\$ 232,794.22	\$ 230,618.57	\$ 228,442.93
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 104,054.98	\$ 101,879.34	\$ 99,703.69	\$ 97,528.04	\$ 95,352.40	\$ 93,176.75	\$ 91,001.10	\$ 88,825.46	\$ 86,649.81	\$ 84,474.16	\$ 82,298.51
\$ 15,608.25	\$ 15,281.90	\$ 14,955.55	\$ 14,629.21	\$ 14,302.86	\$ 13,976.51	\$ 13,650.17	\$ 13,323.82	\$ 12,997.47	\$ 12,671.12	\$ 12,344.78
\$ 19,458.28	\$ 19,051.44	\$ 18,644.59	\$ 18,237.74	\$ 17,830.90	\$ 17,424.05	\$ 17,017.21	\$ 16,610.36	\$ 16,203.51	\$ 15,796.67	\$ 15,389.82
\$ 68,988.45	\$ 67,546.00	\$ 66,103.55	\$ 64,661.09	\$ 63,218.64	\$ 61,776.18	\$ 60,333.73	\$ 58,891.28	\$ 57,448.82	\$ 56,006.37	\$ 54,563.92
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 175,132.87	\$ 173,690.41	\$ 172,247.96	\$ 170,805.51	\$ 169,363.05	\$ 167,920.60	\$ 166,478.14	\$ 165,035.69	\$ 163,593.24	\$ 162,150.78	\$ 160,708.33

RESULTADOS TIR Y VAN

TIR	5.458%
VAN	(\$ 361,582.68)

COSTOS NIVELADOS DE ENERGIA (LCOE) PARA LOS ESCENARIOS CON FINANCIAMIENTO

ESCENARIO CON FINANCIAMIENTO C)

CREDITO	
TASA INTERES ACTIVA	9.91%
IMPUESTOS	22.00%
<b>TOTAL</b>	<b>7.73%</b>
INVERSIONISTA	
TASA INTERES PASIVA	4.90%
RIESGO NEGOCIO	3.00%
RIESGO PAÍS	0.00%
<b>CAPM</b>	<b>7.90%</b>

FINANCIAMIENTO				
TIPO	PORCENTAJE	MONTO	TASA	CPPC
INVERSIONISTA	30%	\$ 636,866.47	7.90%	2.37%
CREDITO	70%	\$ 1,486,021.77	7.73%	5.41%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 2,122,888.25</b>		<b>7.78%</b>

DETERMINACIÓN DEL PRECIO MÍNIMO DE VENTA MEDIANTE LCOE

AÑO	EGRESOS		EGRESOS		ENERGIA		FACTOR ANUAL
	INVERSION	AD. O&M	TOTAL	ACTUALIZADO	kw.h	ACTUALIZADO	
1	\$ 2,122,888.25		\$ 2,122,888.25	\$ 1,969,633.80	0		1.0778086
2		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 34,433.15	1294809.70	1114609.3	1.16
3		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 31,947.37	1274092.74	1017597.7	1.25
4		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 29,641.04	1263734.27	936459.9	1.35
5		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 27,501.21	1253375.79	861733.7	1.45
6		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 25,515.85	1243017.31	792916.2	1.57
7		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 23,673.83	1232658.83	729543.8	1.69
8		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 21,964.78	1222300.36	671188.9	1.82
9		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 20,379.11	1211941.88	617457.4	1.96
10		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 18,907.91	1201583.40	567985.8	2.12
11		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 17,542.92	1191224.92	522439.1	2.28
12		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 16,276.47	1180866.45	480508.5	2.46
13		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 15,101.45	1170507.97	441909.2	2.65
14		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 14,011.25	1160149.49	406378.7	2.85
15		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 12,999.76	1149791.01	373675.2	3.08
16		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 12,061.29	1139432.54	343575.6	3.32
17		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 11,190.57	1129074.06	315874.4	3.57
18		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,382.70	1118715.58	290382.3	3.85
19		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 9,633.16	1108357.10	266924.5	4.15
20		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,937.73	1097998.62	245340.3	4.48
21		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,292.50	1087640.15	225481.4	4.82
TOTAL				\$ 2,340,027.83	TOTAL	11221981.8	
LCOE				\$ 0.208522			

ESCENARIO CON FINANCIAMIENTO D)

CREDITO	
TASA INTERES ACTIVA	9.91%
IMPUESTOS	22.00%
<b>TOTAL</b>	<b>7.73%</b>
INVERSIONISTA	
TASA INTERES PASIVA	4.90%
RIESGO NEGOCIO	3.00%
RIESGO PAÍS	0.00%
<b>CAPM</b>	<b>7.90%</b>

FINANCIAMIENTO				
TIPO	PORCENTAJE	MONTO	TASA	CPPC
INVERSIONISTA	70%	\$ 1,486,021.77	7.90%	5.53%
CREDITO	30%	\$ 636,866.47	7.73%	2.32%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 2,122,888.25</b>		<b>7.85%</b>

DETERMINACIÓN DEL PRECIO MÍNIMO DE VENTA MEDIANTE LCOE

AÑO	EGRESOS		EGRESOS		ENERGIA		FACTOR ANUAL
	INVERSION	AD. O&M	TOTAL	ACTUALIZADO	kW.h	ACTUALIZADO	
1	\$ 2,122,888.25		\$ 2,122,888.25	\$ 1,968,390.46	0		1.08
2		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 34,389.69	1294809.70	1113202.5	1.16
3		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 31,886.90	1274092.74	1015671.8	1.25
4		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 29,566.27	1263734.27	934097.6	1.35
5		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 27,414.52	1253375.79	859017.3	1.45
6		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 25,419.37	1243017.31	789917.8	1.57
7		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 23,569.42	1232658.83	726326.2	1.69
8		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 21,854.10	1222300.36	667806.9	1.82
9		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 20,263.62	1211941.88	613958.3	1.96
10		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 18,788.89	1201583.40	564410.5	2.12
11		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 17,421.49	1191224.92	518822.8	2.28
12		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 16,153.60	1180866.45	476881.2	2.46
13		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 14,977.99	1170507.97	438296.4	2.65
14		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 13,887.93	1160149.49	402802.0	2.85
15		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 12,877.21	1149791.01	370152.5	3.08
16		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 11,940.04	1139432.54	340121.8	3.32
17		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 11,071.08	1129074.06	312501.7	3.57
18		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,265.36	1118715.58	287100.4	3.85
19		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 9,518.28	1108357.10	263741.2	4.15
20		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,825.56	1097998.62	242261.4	4.48
21		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,183.26	1087640.15	222511.1	4.82
TOTAL				\$ 2,336,665.04	TOTAL	11159601.6	
LCOE				\$ 0.209386			

ESCENARIO CON FINANCIAMIENTO E)

CREDITO	
TASA INTERES ACTIVA	10.21%
IMPUESTOS	22.00%
<b>TOTAL</b>	<b>7.96%</b>
INVERSIONISTA	
TASA INTERES PASIVA	4.90%
RIESGO NEGOCIO	3.00%
RIESGO PAÍS	0.00%
<b>CAPM</b>	<b>7.90%</b>

FINANCIAMIENTO				
TIPO	PORCENTAJE	MONTO	TASA	CPPC
INVERSIONISTA	30%	\$ 636,866.47	7.90%	2.37%
CREDITO	70%	\$ 1,486,021.77	7.96%	5.57%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 2,122,888.25</b>		<b>7.94%</b>

DETERMINACIÓN DEL PRECIO MÍNIMO DE VENTA MEDIANTE LCOE

AÑO	EGRESOS		EGRESOS		ENERGIA		FACTOR ANUAL
	INVERSION	AD. O&M	TOTAL	ACTUALIZADO	kW.h	ACTUALIZADO	
1	\$ 2,122,888.25		\$ 2,122,888.25	\$ 1,966,644.99	0		1.08
2		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 34,328.72	1294809.70	1111229.1	1.17
3		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 31,802.15	1274092.74	1012972.3	1.25
4		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 29,461.53	1263734.27	930788.7	1.35
5		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 27,293.18	1253375.79	855215.4	1.45
6		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 25,284.42	1243017.31	785724.3	1.57
7		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 23,423.50	1232658.83	721829.7	1.69
8		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 21,699.55	1222300.36	663084.1	1.82
9		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 20,102.47	1211941.88	609075.8	1.96
10		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 18,622.95	1201583.40	559425.5	2.12
11		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 17,252.31	1191224.92	513784.5	2.28
12		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 15,982.55	1180866.45	471831.4	2.46
13		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 14,806.24	1170507.97	433270.6	2.65
14		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 13,716.51	1160149.49	397830.1	2.85
15		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 12,706.99	1149791.01	365259.5	3.08
16		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 11,771.76	1139432.54	335328.1	3.32
17		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,905.37	1129074.06	307824.1	3.57
18		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,102.74	1118715.58	282552.2	3.85
19		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 9,359.18	1108357.10	259332.9	4.15
20		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,670.35	1097998.62	238000.9	4.48
21		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,032.22	1087640.15	218404.1	4.82
TOTAL				\$ 2,331,969.69	TOTAL	11072763.5	
LCOE				\$ 0.210604			



ESCENARIO CON FINANCIAMIENTO E)

CREDITO	
TASA INTERES	10.21%
IMPUESTOS	22.00%
<b>TOTAL</b>	<b>7.96%</b>
INVERSIONISTA	
TASA INTERES	4.90%
RIESGO NEGOCIO	3.00%
RIESGO PAIS	0.00%
<b>TOTAL</b>	<b>7.90%</b>

FINANCIAMIENTO				
TIPO	PORCENTAJE	MONTO	TASA	CPPC
INVERSIONISTA	70%	\$ 1,486,021.77	7.90%	5.53%
CREDITO	30%	\$ 636,866.47	7.96%	2.39%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 2,122,888.25</b>		<b>7.92%</b>

DETERMINACIÓN DEL PRECIO MÍNIMO DE VENTA MEDIANTE LCOE

AÑO	EGRESOS		EGRESOS		ENERGIA		FACTOR ANUAL
	INVERSION	AD. O&M	TOTAL	ACTUALIZADO	kW.h	ACTUALIZADO	
1	\$ 2,122,888.25		\$ 2,122,888.25	\$ 1,967,110.05	0		1.08
2		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 34,344.96	1294809.70	1111754.7	1.16
3		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 31,824.72	1274092.74	1013691.1	1.26
4		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 29,489.41	1263734.27	931669.5	1.36
5		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 27,325.47	1253375.79	856227.0	1.46
6		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 25,320.32	1243017.31	786839.8	1.58
7		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 23,462.30	1232658.83	723025.4	1.70
8		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 21,740.63	1222300.36	664339.6	1.84
9		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 20,145.30	1211941.88	610373.3	1.99
10		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 18,667.03	1201583.40	560749.8	2.14
11		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 17,297.24	1191224.92	515122.5	2.31
12		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 16,027.96	1180866.45	473172.0	2.50
13		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 14,851.82	1170507.97	434604.5	2.69
14		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 13,761.99	1160149.49	399149.2	2.91
15		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 12,752.13	1149791.01	366557.2	3.14
16		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 11,816.38	1139432.54	336599.1	3.39
17		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,949.29	1129074.06	309063.9	3.65
18		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 10,145.83	1118715.58	283757.4	3.94
19		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 9,401.32	1108357.10	260500.6	4.25
20		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,711.45	1097998.62	239129.0	4.59
21		\$ 40,000.00	\$ 40,000.00	\$ 8,072.20	1087640.15	219491.3	4.96
TOTAL				\$ 2,333,217.81	TOTAL	11095816.9	
LCOE				\$ 0.210279			



CÁLCULO DE AMORTIZACIÓN DE CRÉDITOS B)

CAPITAL	TASA DE INTERES	AÑOS	CUOTA
\$ 1,486,021.77	7.73%	5	(\$ 369,537.07)

PERIODO	0	1	2	3	4	5
VALOR		\$ 369,537.07	\$ 369,537.07	\$ 369,537.07	\$ 369,537.07	\$ 369,537.07
INTERES	\$ 114,866.51	\$ 114,866.51	95,180.99	73,973.81	51,127.36	26,514.93
AMORTIZACION	0	\$ 254,670.56	\$ 274,356.09	\$ 295,563.26	\$ 318,409.71	\$ 343,022.15
SALDO	\$ 1,486,021.77	\$ 1,231,351.21	\$ 956,995.13	\$ 661,431.86	\$ 343,022.15	(\$ 0.00)

CÁLCULO DE AMORTIZACIÓN DE CRÉDITOS C)

CAPITAL	TASA DE INTERES	AÑOS	CUOTA
\$ 636,866.47	7.73%	5	(\$ 158,373.03)

PERIODO	0	1	2	3	4	5
VALOR		\$ 158,373.03	\$ 158,373.03	\$ 158,373.03	\$ 158,373.03	\$ 158,373.03
INTERES	\$ 49,228.50	\$ 49,228.50	40,791.85	31,703.06	21,911.73	11,363.54
AMORTIZACION	0	\$ 109,144.53	\$ 117,581.18	\$ 126,669.97	\$ 136,461.31	\$ 147,009.49
SALDO	\$ 636,866.47	\$ 527,721.95	\$ 410,140.77	\$ 283,470.80	\$ 147,009.49	\$ 0.00

CÁLCULO DE AMORTIZACIÓN DE CRÉDITOS D)

CAPITAL	TASA DE INTERES	AÑOS	CUOTA
\$ 1,486,021.77	7.96%	10	(\$ 221,099.60)

PERIODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VALOR		\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60	\$ 221,099.60
INTERES	\$ 118,343.80	\$ 118,343.80	110,160.54	101,325.57	91,787.01	81,488.81	70,370.49	58,366.72	45,407.00	31,415.19	16,309.11
AMORTIZACION	0	\$ 102,755.80	\$ 110,939.06	\$ 119,774.03	\$ 129,312.59	\$ 139,610.79	\$ 150,729.11	\$ 162,732.88	\$ 175,692.60	\$ 189,684.41	\$ 204,790.49
SALDO	\$ 1,486,021.77	\$ 1,383,265.98	\$ 1,272,326.91	\$ 1,152,552.88	\$ 1,023,240.29	\$ 883,629.50	\$ 732,900.38	\$ 570,167.50	\$ 394,474.90	\$ 204,790.49	(\$ 0.00)

CÁLCULO DE AMORTIZACIÓN DE CRÉDITOS E)

CAPITAL	TASA DE INTERES	AÑOS	CUOTA
\$ 636,866.47	7.96%	10	(\$ 94,756.97)



## Universidad de Cuenca

PERIODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VALOR		\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97	\$ 94,756.97
INTERES	\$ 50,718.77	\$ 50,718.77	47,211.66	43,425.24	39,337.29	34,923.78	30,158.78	25,014.31	19,460.14	13,463.65	6,989.62
AMORTIZACION	0	\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32	\$ 87,767.35
SALDO	\$ 636,866.47	\$ 592,828.28	\$ 545,282.96	\$ 493,951.24	\$ 438,531.55	\$ 378,698.36	\$ 314,100.16	\$ 244,357.50	\$ 169,060.67	\$ 87,767.35	(\$ 0.00)

FLUJO DE CAJA

ESCENARIO C) CON PRECIO DE VENTA LCOE

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
CPPC	7.78%
LCOE	\$ 0.2085

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 269,996.05	\$ 265,676.11	\$ 263,516.14	\$ 261,356.17	\$ 259,196.21	\$ 257,036.24	\$ 254,876.27	\$ 252,716.30	\$ 250,556.33
<b>COSTOS Y GASTOS</b>										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 114,866.51	\$ 114,866.51	\$ 95,180.99	\$ 73,973.81	\$ 51,127.36	\$ 26,514.93				
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		\$ 8,985.12	\$ 24,350.71	\$ 43,397.92	\$ 64,084.40	\$ 86,536.87	\$ 110,891.83	\$ 108,731.86	\$ 106,571.89	\$ 104,411.92
UTILIDAD TRAB.		\$ 1,347.77	\$ 3,652.61	\$ 6,509.69	\$ 9,612.66	\$ 12,980.53	\$ 16,633.77	\$ 16,309.78	\$ 15,985.78	\$ 15,661.79
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 1,680.22	\$ 4,553.58	\$ 8,115.41	\$ 11,983.78	\$ 16,182.39	\$ 20,736.77	\$ 20,332.86	\$ 19,928.94	\$ 19,525.03
<b>UTILIDAD NETA</b>		\$ 5,957.14	\$ 16,144.52	\$ 28,772.82	\$ 42,487.96	\$ 57,373.94	\$ 73,521.28	\$ 72,089.22	\$ 70,657.16	\$ 69,225.10
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACIÓN		\$ 254,670.56	\$ 274,356.09	\$ 295,563.26	\$ 318,409.71	\$ 343,022.15				
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	\$ (751,732.99)	\$ (142,569.01)	\$ (152,067.15)	\$ (160,646.03)	\$ (169,777.34)	\$ (179,503.79)	\$ 179,665.69	\$ 178,233.63	\$ 176,801.57	\$ 175,369.52

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 248,396.36	\$ 246,236.40	\$ 244,076.43	\$ 241,916.46	\$ 239,756.49	\$ 237,596.52	\$ 235,436.55	\$ 233,276.59	\$ 231,116.62	\$ 228,956.65	\$ 226,796.68	
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	
\$ 102,251.95	\$ 100,091.98	\$ 97,932.01	\$ 95,772.05	\$ 93,612.08	\$ 91,452.11	\$ 89,292.14	\$ 87,132.17	\$ 84,972.20	\$ 82,812.24	\$ 80,652.27	
\$ 15,337.79	\$ 15,013.80	\$ 14,689.80	\$ 14,365.81	\$ 14,041.81	\$ 13,717.82	\$ 13,393.82	\$ 13,069.83	\$ 12,745.83	\$ 12,421.84	\$ 12,097.84	
\$ 19,121.11	\$ 18,717.20	\$ 18,313.29	\$ 17,909.37	\$ 17,505.46	\$ 17,101.54	\$ 16,697.63	\$ 16,293.72	\$ 15,889.80	\$ 15,485.89	\$ 15,081.97	
\$ 67,793.04	\$ 66,360.98	\$ 64,928.93	\$ 63,496.87	\$ 62,064.81	\$ 60,632.75	\$ 59,200.69	\$ 57,768.63	\$ 56,336.57	\$ 54,904.51	\$ 53,472.45	
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	
\$ 173,937.46	\$ 172,505.40	\$ 171,073.34	\$ 169,641.28	\$ 168,209.22	\$ 166,777.16	\$ 165,345.10	\$ 163,913.04	\$ 162,480.98	\$ 161,048.93	\$ 159,616.87	

TIR	4.618%
VAN	(\$ 368,920.80)



ESCENARIO D) CON PRECIO DE VENTA LCOE

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
CPPC	7.85%
LCOE	\$ 0.2094

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 271,115.11	\$ 266,777.26	\$ 264,608.34	\$ 262,439.42	\$ 260,270.50	\$ 258,101.58	\$ 255,932.66	\$ 253,763.74	\$ 251,594.82
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 49,228.50	\$ 49,228.50	\$ 40,791.85	\$ 31,703.06	\$ 21,911.73	\$ 11,363.54				
UTILIDAD BRUTA		\$ 75,742.19	\$ 79,841.00	\$ 86,760.87	\$ 94,383.28	\$ 102,762.55	\$ 111,957.17	\$ 109,788.25	\$ 107,619.33	\$ 105,450.41
UTILIDAD TRAB.		\$ 11,361.33	\$ 11,976.15	\$ 13,014.13	\$ 14,157.49	\$ 15,414.38	\$ 16,793.58	\$ 16,468.24	\$ 16,142.90	\$ 15,817.56
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 14,163.79	\$ 14,930.27	\$ 16,224.28	\$ 17,649.67	\$ 19,216.60	\$ 20,935.99	\$ 20,530.40	\$ 20,124.81	\$ 19,719.23
UTILIDAD NETA		\$ 50,217.07	\$ 52,934.58	\$ 57,522.46	\$ 62,576.12	\$ 68,131.57	\$ 74,227.60	\$ 72,789.61	\$ 71,351.61	\$ 69,913.62
DEPRECIACIÓN	\$ -	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 109,144.53	\$ 117,581.18	\$ 126,669.97	\$ 136,461.31	\$ 147,009.49				
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (1,535,250.28)	\$ 47,216.96	\$ 41,497.82	\$ 36,996.90	\$ 32,259.22	\$ 27,266.49	\$ 180,372.02	\$ 178,934.02	\$ 177,496.03	\$ 176,058.03

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 249,425.90	\$ 247,256.98	\$ 245,088.06	\$ 242,919.14	\$ 240,750.21	\$ 238,581.29	\$ 236,412.37	\$ 234,243.45	\$ 232,074.53	\$ 229,905.61	\$ 227,736.69
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 103,281.49	\$ 101,112.56	\$ 98,943.64	\$ 96,774.72	\$ 94,605.80	\$ 92,436.88	\$ 90,267.96	\$ 88,099.04	\$ 85,930.12	\$ 83,761.20	\$ 81,592.28
\$ 15,492.22	\$ 15,166.88	\$ 14,841.55	\$ 14,516.21	\$ 14,190.87	\$ 13,865.53	\$ 13,540.19	\$ 13,214.86	\$ 12,889.52	\$ 12,564.18	\$ 12,238.84
\$ 19,313.64	\$ 18,908.05	\$ 18,502.46	\$ 18,096.87	\$ 17,691.28	\$ 17,285.70	\$ 16,880.11	\$ 16,474.52	\$ 16,068.93	\$ 15,663.34	\$ 15,257.76
\$ 68,475.62	\$ 67,037.63	\$ 65,599.64	\$ 64,161.64	\$ 62,723.65	\$ 61,285.65	\$ 59,847.66	\$ 58,409.66	\$ 56,971.67	\$ 55,533.67	\$ 54,095.68
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 174,620.04	\$ 173,182.04	\$ 171,744.05	\$ 170,306.05	\$ 168,868.06	\$ 167,430.06	\$ 165,992.07	\$ 164,554.08	\$ 163,116.08	\$ 161,678.09	\$ 160,240.09

TIR	5.142%
VAN	(\$ 363,652.47)



# Universidad de Cuenca

## ESCENARIO D) CON PRECIO DE VENTA LCOE

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
CPPC	7.94%
LCOE	\$ 0.2106

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 272,692.27	\$ 268,329.19	\$ 266,147.65	\$ 263,966.11	\$ 261,784.58	\$ 259,603.04	\$ 257,421.50	\$ 255,239.96	\$ 253,058.42
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 118,343.80	\$ 118,343.80	\$ 110,160.54	\$ 101,325.57	\$ 91,787.01	\$ 81,488.81	\$ 70,370.49	\$ 58,366.72	\$ 45,407.00	\$ 31,415.19
UTILIDAD BRUTA		\$ 8,204.05	\$ 12,024.24	\$ 18,677.67	\$ 26,034.70	\$ 34,151.35	\$ 43,088.14	\$ 52,910.37	\$ 63,688.55	\$ 75,498.82
UTILIDAD TRAB.		\$ 1,230.61	\$ 1,803.64	\$ 2,801.65	\$ 3,905.20	\$ 5,122.70	\$ 6,463.22	\$ 7,936.56	\$ 9,553.28	\$ 11,324.82
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 1,534.16	\$ 2,248.53	\$ 3,492.72	\$ 4,868.49	\$ 6,386.30	\$ 8,057.48	\$ 9,894.24	\$ 11,909.76	\$ 14,118.28
UTILIDAD NETA		\$ 5,439.29	\$ 7,972.07	\$ 12,383.30	\$ 17,261.00	\$ 22,642.35	\$ 28,567.44	\$ 35,079.57	\$ 42,225.51	\$ 50,055.72
DEPRECIACIÓN	\$ -	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACIÓN	\$ -	\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (755,210.28)	\$ 67,545.50	\$ 66,571.17	\$ 67,195.98	\$ 67,985.73	\$ 68,953.56	\$ 70,113.66	\$ 71,481.32	\$ 73,073.09	\$ 74,906.81

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 250,876.89	\$ 248,695.35	\$ 246,513.81	\$ 244,332.27	\$ 242,150.73	\$ 239,969.20	\$ 237,787.66	\$ 235,606.12	\$ 233,424.58	\$ 231,243.04	\$ 229,061.50
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 16,309.11										
\$ 88,423.37	\$ 102,550.94	\$ 100,369.40	\$ 98,187.86	\$ 96,006.32	\$ 93,824.78	\$ 91,643.24	\$ 89,461.71	\$ 87,280.17	\$ 85,098.63	\$ 82,917.09
\$ 13,263.51	\$ 15,382.64	\$ 15,055.41	\$ 14,728.18	\$ 14,400.95	\$ 14,073.72	\$ 13,746.49	\$ 13,419.26	\$ 13,092.03	\$ 12,764.79	\$ 12,437.56
\$ 16,535.17	\$ 19,177.02	\$ 18,769.08	\$ 18,361.13	\$ 17,953.18	\$ 17,545.23	\$ 17,137.29	\$ 16,729.34	\$ 16,321.39	\$ 15,913.44	\$ 15,505.50
\$ 58,624.69	\$ 67,991.27	\$ 66,544.91	\$ 65,098.55	\$ 63,652.19	\$ 62,205.83	\$ 60,759.47	\$ 59,313.11	\$ 57,866.75	\$ 56,420.39	\$ 54,974.03
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 87,767.35										
\$ 77,001.75	\$ 174,135.68	\$ 172,689.32	\$ 171,242.96	\$ 169,796.60	\$ 168,350.24	\$ 166,903.88	\$ 165,457.52	\$ 164,011.16	\$ 162,564.80	\$ 161,118.44

TIR	11.075%
VAN	\$ 242,170.86



# Universidad de Cuenca

## ESCENARIO D) CON PRECIO DE VENTA LCOE

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
CPPC	7.92%
LCOE	\$ 0.2103

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 272,271.35	\$ 267,915.01	\$ 265,736.84	\$ 263,558.67	\$ 261,380.50	\$ 259,202.32	\$ 257,024.15	\$ 254,845.98	\$ 252,667.81
<b>COSTOS Y GASTOS</b>										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 50,718.77	\$ 50,718.77	\$ 47,211.66	\$ 43,425.24	\$ 39,337.29	\$ 34,923.78	\$ 30,158.78	\$ 25,014.31	\$ 19,460.14	\$ 13,463.65
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		\$ 75,408.16	\$ 74,558.94	\$ 76,167.18	\$ 78,076.97	\$ 80,312.31	\$ 82,899.13	\$ 85,865.43	\$ 89,241.43	\$ 93,059.75
UTILIDAD TRAB.		\$ 11,311.22	\$ 11,183.84	\$ 11,425.08	\$ 11,711.54	\$ 12,046.85	\$ 12,434.87	\$ 12,879.81	\$ 13,386.21	\$ 13,958.96
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 14,101.33	\$ 13,942.52	\$ 14,243.26	\$ 14,600.39	\$ 15,018.40	\$ 15,502.14	\$ 16,056.84	\$ 16,688.15	\$ 17,402.17
<b>UTILIDAD NETA</b>		\$ 49,995.61	\$ 49,432.58	\$ 50,498.84	\$ 51,765.03	\$ 53,247.06	\$ 54,962.12	\$ 56,928.78	\$ 59,167.07	\$ 61,698.61
DEPRECIACIÓN	\$ -	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	\$ (1,536,740.55)	\$ 112,101.83	\$ 108,031.67	\$ 105,311.53	\$ 102,489.76	\$ 99,558.28	\$ 96,508.35	\$ 93,330.53	\$ 90,014.65	\$ 86,549.71

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	\$ 250,489.64	\$ 248,311.47	\$ 246,133.30	\$ 243,955.13	\$ 241,776.96	\$ 239,598.79	\$ 237,420.62	\$ 235,242.45	\$ 233,064.28	\$ 230,886.10	\$ 228,707.93
	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 6,989.62										
	\$ 97,355.61	\$ 102,167.06	\$ 99,988.89	\$ 97,810.72	\$ 95,632.55	\$ 93,454.37	\$ 91,276.20	\$ 89,098.03	\$ 86,919.86	\$ 84,741.69	\$ 82,563.52
	\$ 14,603.34	\$ 15,325.06	\$ 14,998.33	\$ 14,671.61	\$ 14,344.88	\$ 14,018.16	\$ 13,691.43	\$ 13,364.70	\$ 13,037.98	\$ 12,711.25	\$ 12,384.53
	\$ 18,205.50	\$ 19,105.24	\$ 18,697.92	\$ 18,290.60	\$ 17,883.29	\$ 17,475.97	\$ 17,068.65	\$ 16,661.33	\$ 16,254.01	\$ 15,846.70	\$ 15,439.38
	\$ 64,546.77	\$ 67,736.76	\$ 66,292.63	\$ 64,848.51	\$ 63,404.38	\$ 61,960.25	\$ 60,516.12	\$ 59,072.00	\$ 57,627.87	\$ 56,183.74	\$ 54,739.61
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 87,767.35										
	\$ 82,923.83	\$ 173,881.17	\$ 172,437.04	\$ 170,992.92	\$ 169,548.79	\$ 168,104.66	\$ 166,660.54	\$ 165,216.41	\$ 163,772.28	\$ 162,328.15	\$ 160,884.03

TIR	5.159%
VAN	(\$ 336,810.50)



# Universidad de Cuenca

EVALUACION ECONOMICA FINANCIERA CON PRECIO DE VENTA DE ENERGIA DE 0.225 USD/kw.h

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
CPPC	7.78%
PRECIO	\$ 0.225

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGIA		\$ 291,332.18	\$ 286,670.87	\$ 284,340.21	\$ 282,009.55	\$ 279,678.89	\$ 277,348.24	\$ 275,017.58	\$ 272,686.92	\$ 270,356.27
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACION		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACION		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERES	\$ 114,866.51	\$ 114,866.51	\$ 95,180.99	\$ 73,973.81	\$ 51,127.36	\$ 26,514.93				
UTILIDAD BRUTA		\$ 30,321.26	\$ 45,345.47	\$ 64,221.99	\$ 84,737.78	\$ 107,019.56	\$ 131,203.83	\$ 128,873.17	\$ 126,542.51	\$ 124,211.85
UTILIDAD TRAB.		\$ 4,548.19	\$ 6,801.82	\$ 9,633.30	\$ 12,710.67	\$ 16,052.93	\$ 19,680.57	\$ 19,330.98	\$ 18,981.38	\$ 18,631.78
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 5,670.08	\$ 8,479.60	\$ 12,009.51	\$ 15,845.96	\$ 20,012.66	\$ 24,535.12	\$ 24,099.28	\$ 23,663.45	\$ 23,227.62
UTILIDAD NETA		\$ 20,102.99	\$ 30,064.05	\$ 42,579.18	\$ 56,181.15	\$ 70,953.97	\$ 86,988.14	\$ 85,442.91	\$ 83,897.68	\$ 82,352.46
DEPRECIACION		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSION	\$ 2,122,888.25									
PRESTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACION		\$ 254,670.56	\$ 274,356.09	\$ 295,563.26	\$ 318,409.71	\$ 343,022.15				
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (751,732.99)	\$ (128,423.16)	\$ (138,147.63)	\$ (146,839.67)	\$ (156,084.15)	\$ (165,923.77)	\$ 193,132.55	\$ 191,587.32	\$ 190,042.10	\$ 188,496.87

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	\$ 268,025.61	\$ 265,694.95	\$ 263,364.29	\$ 261,033.64	\$ 258,702.98	\$ 256,372.32	\$ 254,041.66	\$ 251,711.01	\$ 249,380.35	\$ 247,049.69	\$ 244,719.03
	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 121,881.20	\$ 119,550.54	\$ 117,219.88	\$ 114,889.22	\$ 112,558.57	\$ 110,227.91	\$ 107,897.25	\$ 105,566.59	\$ 103,235.94	\$ 100,905.28	\$ 98,574.62
	\$ 18,282.18	\$ 17,932.58	\$ 17,582.98	\$ 17,233.38	\$ 16,883.78	\$ 16,534.19	\$ 16,184.59	\$ 15,834.99	\$ 15,485.39	\$ 15,135.79	\$ 14,786.19
	\$ 22,791.78	\$ 22,355.95	\$ 21,920.12	\$ 21,484.28	\$ 21,048.45	\$ 20,612.62	\$ 20,176.79	\$ 19,740.95	\$ 19,305.12	\$ 18,869.29	\$ 18,433.45
	\$ 80,807.23	\$ 79,262.01	\$ 77,716.78	\$ 76,171.55	\$ 74,626.33	\$ 73,081.10	\$ 71,535.88	\$ 69,990.65	\$ 68,445.43	\$ 66,900.20	\$ 65,354.97
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 186,951.64	\$ 185,406.42	\$ 183,861.19	\$ 182,315.97	\$ 180,770.74	\$ 179,225.52	\$ 177,680.29	\$ 176,135.06	\$ 174,589.84	\$ 173,044.61	\$ 171,499.39

TIR	5.763%
VAN	(\$ 236,780.74)





# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
TASA DE DESC.	7.85%
PRECIO	\$ 0.225

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 291,332.18	\$ 286,670.87	\$ 284,340.21	\$ 282,009.55	\$ 279,678.89	\$ 277,348.24	\$ 275,017.58	\$ 272,686.92	\$ 270,356.27
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 49,228.50	\$ 49,228.50	\$ 40,791.85	\$ 31,703.06	\$ 21,911.73	\$ 11,363.54				
UTILIDAD BRUTA		\$ 95,959.27	\$ 99,734.60	\$ 106,492.74	\$ 113,953.41	\$ 122,170.94	\$ 131,203.83	\$ 128,873.17	\$ 126,542.51	\$ 124,211.85
UTILIDAD TRAB.		\$ 14,393.89	\$ 14,960.19	\$ 15,973.91	\$ 17,093.01	\$ 18,325.64	\$ 19,680.57	\$ 19,330.98	\$ 18,981.38	\$ 18,631.78
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 17,944.38	\$ 18,650.37	\$ 19,914.14	\$ 21,309.29	\$ 22,845.97	\$ 24,535.12	\$ 24,099.28	\$ 23,663.45	\$ 23,227.62
UTILIDAD NETA		\$ 63,620.99	\$ 66,124.04	\$ 70,604.68	\$ 75,551.11	\$ 80,999.34	\$ 86,988.14	\$ 85,442.91	\$ 83,897.68	\$ 82,352.46
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 109,144.53	\$ 117,581.18	\$ 126,669.97	\$ 136,461.31	\$ 147,009.49				
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (1,535,250.28)	\$ 60,620.88	\$ 54,687.27	\$ 50,079.13	\$ 45,234.22	\$ 40,134.26	\$ 193,132.55	\$ 191,587.32	\$ 190,042.10	\$ 188,496.87

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 268,025.61	\$ 265,694.95	\$ 263,364.29	\$ 261,033.64	\$ 258,702.98	\$ 256,372.32	\$ 254,041.66	\$ 251,711.01	\$ 249,380.35	\$ 247,049.69	\$ 244,719.03
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 121,881.20	\$ 119,550.54	\$ 117,219.88	\$ 114,889.22	\$ 112,558.57	\$ 110,227.91	\$ 107,897.25	\$ 105,566.59	\$ 103,235.94	\$ 100,905.28	\$ 98,574.62
\$ 18,282.18	\$ 17,932.58	\$ 17,582.98	\$ 17,233.38	\$ 16,883.78	\$ 16,534.19	\$ 16,184.59	\$ 15,834.99	\$ 15,485.39	\$ 15,135.79	\$ 14,786.19
\$ 22,791.78	\$ 22,355.95	\$ 21,920.12	\$ 21,484.28	\$ 21,048.45	\$ 20,612.62	\$ 20,176.79	\$ 19,740.95	\$ 19,305.12	\$ 18,869.29	\$ 18,433.45
\$ 80,807.23	\$ 79,262.01	\$ 77,716.78	\$ 76,171.55	\$ 74,626.33	\$ 73,081.10	\$ 71,535.88	\$ 69,990.65	\$ 68,445.43	\$ 66,900.20	\$ 65,354.97
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 186,951.64	\$ 185,406.42	\$ 183,861.19	\$ 182,315.97	\$ 180,770.74	\$ 179,225.52	\$ 177,680.29	\$ 176,135.06	\$ 174,589.84	\$ 173,044.61	\$ 171,499.39

TIR	6.090%
VAN	(\$ 239,060.37)



# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
TASA DE DESC.	7.94%
PRECIO	\$ 0.225

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 291,332.18	\$ 286,670.87	\$ 284,340.21	\$ 282,009.55	\$ 279,678.89	\$ 277,348.24	\$ 275,017.58	\$ 272,686.92	\$ 270,356.27
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 118,343.80	\$ 118,343.80	\$ 110,160.54	\$ 101,325.57	\$ 91,787.01	\$ 81,488.81	\$ 70,370.49	\$ 58,366.72	\$ 45,407.00	\$ 31,415.19
UTILIDAD BRUTA		\$ 26,843.97	\$ 30,365.92	\$ 36,870.23	\$ 44,078.13	\$ 52,045.67	\$ 60,833.34	\$ 70,506.45	\$ 81,135.51	\$ 92,796.66
UTILIDAD TRAB.		\$ 4,026.60	\$ 4,554.89	\$ 5,530.53	\$ 6,611.72	\$ 7,806.85	\$ 9,125.00	\$ 10,575.97	\$ 12,170.33	\$ 13,919.50
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 5,019.82	\$ 5,678.43	\$ 6,894.73	\$ 8,242.61	\$ 9,732.54	\$ 11,375.83	\$ 13,184.71	\$ 15,172.34	\$ 17,352.98
UTILIDAD NETA		\$ 17,797.55	\$ 20,132.60	\$ 24,444.96	\$ 29,223.80	\$ 34,506.28	\$ 40,332.50	\$ 46,745.77	\$ 53,792.84	\$ 61,524.19
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACIÓN	\$ -	\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (755,210.28)	\$ 79,903.76	\$ 78,731.70	\$ 79,257.65	\$ 79,948.53	\$ 80,817.50	\$ 81,878.72	\$ 83,147.52	\$ 84,640.43	\$ 86,375.28

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 268,025.61	\$ 265,694.95	\$ 263,364.29	\$ 261,033.64	\$ 258,702.98	\$ 256,372.32	\$ 254,041.66	\$ 251,711.01	\$ 249,380.35	\$ 247,049.69	\$ 244,719.03
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 16,309.11										
\$ 105,572.09	\$ 119,550.54	\$ 117,219.88	\$ 114,889.22	\$ 112,558.57	\$ 110,227.91	\$ 107,897.25	\$ 105,566.59	\$ 103,235.94	\$ 100,905.28	\$ 98,574.62
\$ 15,835.81	\$ 17,932.58	\$ 17,582.98	\$ 17,233.38	\$ 16,883.78	\$ 16,534.19	\$ 16,184.59	\$ 15,834.99	\$ 15,485.39	\$ 15,135.79	\$ 14,786.19
\$ 19,741.98	\$ 22,355.95	\$ 21,920.12	\$ 21,484.28	\$ 21,048.45	\$ 20,612.62	\$ 20,176.79	\$ 19,740.95	\$ 19,305.12	\$ 18,869.29	\$ 18,433.45
\$ 69,994.30	\$ 79,262.01	\$ 77,716.78	\$ 76,171.55	\$ 74,626.33	\$ 73,081.10	\$ 71,535.88	\$ 69,990.65	\$ 68,445.43	\$ 66,900.20	\$ 65,354.97
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 87,767.35										
\$ 88,371.35	\$ 185,406.42	\$ 183,861.19	\$ 182,315.97	\$ 180,770.74	\$ 179,225.52	\$ 177,680.29	\$ 176,135.06	\$ 174,589.84	\$ 173,044.61	\$ 171,499.39

TIR	12.537%
VAN	\$ 356,250.65



# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
TASA DE DESC.	7.92%
PRECIO	\$ 0.225

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 291,332.18	\$ 286,670.87	\$ 284,340.21	\$ 282,009.55	\$ 279,678.89	\$ 277,348.24	\$ 275,017.58	\$ 272,686.92	\$ 270,356.27
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ -	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 50,718.77	\$ 50,718.77	\$ 47,211.66	\$ 43,425.24	\$ 39,337.29	\$ 34,923.78	\$ 30,158.78	\$ 25,014.31	\$ 19,460.14	\$ 13,463.65
UTILIDAD BRUTA		\$ 94,469.00	\$ 93,314.80	\$ 94,770.55	\$ 96,527.85	\$ 98,610.71	\$ 101,045.05	\$ 103,858.86	\$ 107,082.37	\$ 110,748.20
UTILIDAD TRAB.		\$ 14,170.35	\$ 13,997.22	\$ 14,215.58	\$ 14,479.18	\$ 14,791.61	\$ 15,156.76	\$ 15,578.83	\$ 16,062.36	\$ 16,612.23
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 17,665.70	\$ 17,449.87	\$ 17,722.09	\$ 18,050.71	\$ 18,440.20	\$ 18,895.42	\$ 19,421.61	\$ 20,024.40	\$ 20,709.91
UTILIDAD NETA		\$ 62,632.95	\$ 61,867.71	\$ 62,832.88	\$ 63,997.97	\$ 65,378.90	\$ 66,992.87	\$ 68,858.42	\$ 70,995.61	\$ 73,426.06
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (1,536,740.55)	\$ 124,739.16	\$ 120,466.81	\$ 117,645.56	\$ 114,722.69	\$ 111,690.12	\$ 108,539.09	\$ 105,260.17	\$ 101,843.19	\$ 98,277.15

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 268,025.61	\$ 265,694.95	\$ 263,364.29	\$ 261,033.64	\$ 258,702.98	\$ 256,372.32	\$ 254,041.66	\$ 251,711.01	\$ 249,380.35	\$ 247,049.69	\$ 244,719.03
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 6,989.62										
\$ 114,891.58	\$ 119,550.54	\$ 117,219.88	\$ 114,889.22	\$ 112,558.57	\$ 110,227.91	\$ 107,897.25	\$ 105,566.59	\$ 103,235.94	\$ 100,905.28	\$ 98,574.62
\$ 17,233.74	\$ 17,932.58	\$ 17,582.98	\$ 17,233.38	\$ 16,883.78	\$ 16,534.19	\$ 16,184.59	\$ 15,834.99	\$ 15,485.39	\$ 15,135.79	\$ 14,786.19
\$ 21,484.73	\$ 22,355.95	\$ 21,920.12	\$ 21,484.28	\$ 21,048.45	\$ 20,612.62	\$ 20,176.79	\$ 19,740.95	\$ 19,305.12	\$ 18,869.29	\$ 18,433.45
\$ 76,173.12	\$ 79,262.01	\$ 77,716.78	\$ 76,171.55	\$ 74,626.33	\$ 73,081.10	\$ 71,535.88	\$ 69,990.65	\$ 68,445.43	\$ 66,900.20	\$ 65,354.97
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 87,767.35										
\$ 94,550.17	\$ 185,406.42	\$ 183,861.19	\$ 182,315.97	\$ 180,770.74	\$ 179,225.52	\$ 177,680.29	\$ 176,135.06	\$ 174,589.84	\$ 173,044.61	\$ 171,499.39

TIR	6.137%
VAN	(\$ 219,939.38)



# Universidad de Cuenca

## EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA CON PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA DE 0.2555 USD/kw.h

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
TASA DE DESC.	7.78%
PRECIO	\$ 0.2555

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 330,823.88	\$ 325,530.70	\$ 322,884.11	\$ 320,237.51	\$ 317,590.92	\$ 314,944.33	\$ 312,297.74	\$ 309,651.15	\$ 307,004.56
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 114,866.51	\$ 114,866.51	\$ 95,180.99	\$ 73,973.81	\$ 51,127.36	\$ 26,514.93				
UTILIDAD BRUTA		\$ 69,812.95	\$ 84,205.30	\$ 102,765.88	\$ 122,965.74	\$ 144,931.58	\$ 168,799.92	\$ 166,153.33	\$ 163,506.74	\$ 160,860.15
UTILIDAD TRAB.		\$ 10,471.94	\$ 12,630.79	\$ 15,414.88	\$ 18,444.86	\$ 21,739.74	\$ 25,319.99	\$ 24,923.00	\$ 24,526.01	\$ 24,129.02
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 13,055.02	\$ 15,746.39	\$ 19,217.22	\$ 22,994.59	\$ 27,102.21	\$ 31,565.58	\$ 31,070.67	\$ 30,575.76	\$ 30,080.85
UTILIDAD NETA		\$ 46,285.99	\$ 55,828.11	\$ 68,133.78	\$ 81,526.29	\$ 96,089.64	\$ 111,914.35	\$ 110,159.66	\$ 108,404.97	\$ 106,650.28
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACIÓN		\$ 254,670.56	\$ 274,356.09	\$ 295,563.26	\$ 318,409.71	\$ 343,022.15				
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (751,732.99)	\$ (102,240.16)	\$ (112,383.56)	\$ (121,285.07)	\$ (130,739.01)	\$ (140,788.09)	\$ 218,058.76	\$ 216,304.07	\$ 214,549.38	\$ 212,794.69

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	\$ 304,357.97	\$ 301,711.38	\$ 299,064.79	\$ 296,418.19	\$ 293,771.60	\$ 291,125.01	\$ 288,478.42	\$ 285,831.83	\$ 283,185.24	\$ 280,538.65	\$ 277,892.06
	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 158,213.56	\$ 155,566.96	\$ 152,920.37	\$ 150,273.78	\$ 147,627.19	\$ 144,980.60	\$ 142,334.01	\$ 139,687.42	\$ 137,040.83	\$ 134,394.24	\$ 131,747.65
	\$ 23,732.03	\$ 23,335.04	\$ 22,938.06	\$ 22,541.07	\$ 22,144.08	\$ 21,747.09	\$ 21,350.10	\$ 20,953.11	\$ 20,556.12	\$ 20,159.14	\$ 19,762.15
	\$ 29,585.93	\$ 29,091.02	\$ 28,596.11	\$ 28,101.20	\$ 27,606.28	\$ 27,111.37	\$ 26,616.46	\$ 26,121.55	\$ 25,626.63	\$ 25,131.72	\$ 24,636.81
	\$ 104,895.59	\$ 103,140.90	\$ 101,386.21	\$ 99,631.52	\$ 97,876.83	\$ 96,122.14	\$ 94,367.45	\$ 92,612.76	\$ 90,858.07	\$ 89,103.38	\$ 87,348.69
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 211,040.00	\$ 209,285.31	\$ 207,530.62	\$ 205,775.93	\$ 204,021.24	\$ 202,266.55	\$ 200,511.86	\$ 198,757.17	\$ 197,002.48	\$ 195,247.79	\$ 193,493.10

TIR	7.847%
VAN	\$ 7,801.31



# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
TASA DE DESC.	7.85%
PRECIO	\$ 0.2555

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 330,823.88	\$ 325,530.70	\$ 322,884.11	\$ 320,237.51	\$ 317,590.92	\$ 314,944.33	\$ 312,297.74	\$ 309,651.15	\$ 307,004.56
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 49,228.50	\$ 49,228.50	\$ 40,791.85	\$ 31,703.06	\$ 21,911.73	\$ 11,363.54				
UTILIDAD BRUTA		\$ 135,450.96	\$ 138,594.43	\$ 145,036.63	\$ 152,181.38	\$ 160,082.97	\$ 168,799.92	\$ 166,153.33	\$ 163,506.74	\$ 160,860.15
UTILIDAD TRAB.		\$ 20,317.64	\$ 20,789.16	\$ 21,755.49	\$ 22,827.21	\$ 24,012.45	\$ 25,319.99	\$ 24,923.00	\$ 24,526.01	\$ 24,129.02
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 25,329.33	\$ 25,917.16	\$ 27,121.85	\$ 28,457.92	\$ 29,935.52	\$ 31,565.58	\$ 31,070.67	\$ 30,575.76	\$ 30,080.85
UTILIDAD NETA		\$ 89,803.99	\$ 91,888.11	\$ 96,159.29	\$ 100,896.25	\$ 106,135.01	\$ 111,914.35	\$ 110,159.66	\$ 108,404.97	\$ 106,650.28
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 109,144.53	\$ 117,581.18	\$ 126,669.97	\$ 136,461.31	\$ 147,009.49				
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (1,535,250.28)	\$ 86,803.87	\$ 80,451.34	\$ 75,633.73	\$ 70,579.36	\$ 65,269.93	\$ 218,058.76	\$ 216,304.07	\$ 214,549.38	\$ 212,794.69

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 304,357.97	\$ 301,711.38	\$ 299,064.79	\$ 296,418.19	\$ 293,771.60	\$ 291,125.01	\$ 288,478.42	\$ 285,831.83	\$ 283,185.24	\$ 280,538.65	\$ 277,892.06
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 158,213.56	\$ 155,566.96	\$ 152,920.37	\$ 150,273.78	\$ 147,627.19	\$ 144,980.60	\$ 142,334.01	\$ 139,687.42	\$ 137,040.83	\$ 134,394.24	\$ 131,747.65
\$ 23,732.03	\$ 23,335.04	\$ 22,938.06	\$ 22,541.07	\$ 22,144.08	\$ 21,747.09	\$ 21,350.10	\$ 20,953.11	\$ 20,556.12	\$ 20,159.14	\$ 19,762.15
\$ 29,585.93	\$ 29,091.02	\$ 28,596.11	\$ 28,101.20	\$ 27,606.28	\$ 27,111.37	\$ 26,616.46	\$ 26,121.55	\$ 25,626.63	\$ 25,131.72	\$ 24,636.81
\$ 104,895.59	\$ 103,140.90	\$ 101,386.21	\$ 99,631.52	\$ 97,876.83	\$ 96,122.14	\$ 94,367.45	\$ 92,612.76	\$ 90,858.07	\$ 89,103.38	\$ 87,348.69
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 211,040.00	\$ 209,285.31	\$ 207,530.62	\$ 205,775.93	\$ 204,021.24	\$ 202,266.55	\$ 200,511.86	\$ 198,757.17	\$ 197,002.48	\$ 195,247.79	\$ 193,493.10

TIR	7.880%
VAN	\$ 4,315.74



# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
TASA DE DESC.	7.94%
PRECIO	\$ 0.2555

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 330,823.88	\$ 325,530.70	\$ 322,884.11	\$ 320,237.51	\$ 317,590.92	\$ 314,944.33	\$ 312,297.74	\$ 309,651.15	\$ 307,004.56
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 118,343.80	\$ 118,343.80	\$ 110,160.54	\$ 101,325.57	\$ 91,787.01	\$ 81,488.81	\$ 70,370.49	\$ 58,366.72	\$ 45,407.00	\$ 31,415.19
UTILIDAD BRUTA		\$ 66,335.66	\$ 69,225.75	\$ 75,414.12	\$ 82,306.10	\$ 89,957.70	\$ 98,429.43	\$ 107,786.61	\$ 118,099.74	\$ 129,444.95
UTILIDAD TRAB.		\$ 9,950.35	\$ 10,383.86	\$ 11,312.12	\$ 12,345.91	\$ 13,493.66	\$ 14,764.42	\$ 16,167.99	\$ 17,714.96	\$ 19,416.74
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 12,404.77	\$ 12,945.21	\$ 14,102.44	\$ 15,391.24	\$ 16,822.09	\$ 18,406.30	\$ 20,156.10	\$ 22,084.65	\$ 24,206.21
UTILIDAD NETA		\$ 43,980.54	\$ 45,896.67	\$ 49,999.56	\$ 54,568.94	\$ 59,641.96	\$ 65,258.71	\$ 71,462.52	\$ 78,300.13	\$ 85,822.00
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACIÓN	\$ -	\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (755,210.28)	\$ 106,086.76	\$ 104,495.77	\$ 104,812.25	\$ 105,293.67	\$ 105,953.17	\$ 106,804.93	\$ 107,864.27	\$ 109,147.71	\$ 110,673.10

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 304,357.97	\$ 301,711.38	\$ 299,064.79	\$ 296,418.19	\$ 293,771.60	\$ 291,125.01	\$ 288,478.42	\$ 285,831.83	\$ 283,185.24	\$ 280,538.65	\$ 277,892.06
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 16,309.11										
\$ 141,904.45	\$ 155,566.96	\$ 152,920.37	\$ 150,273.78	\$ 147,627.19	\$ 144,980.60	\$ 142,334.01	\$ 139,687.42	\$ 137,040.83	\$ 134,394.24	\$ 131,747.65
\$ 21,285.67	\$ 23,335.04	\$ 22,938.06	\$ 22,541.07	\$ 22,144.08	\$ 21,747.09	\$ 21,350.10	\$ 20,953.11	\$ 20,556.12	\$ 20,159.14	\$ 19,762.15
\$ 26,536.13	\$ 29,091.02	\$ 28,596.11	\$ 28,101.20	\$ 27,606.28	\$ 27,111.37	\$ 26,616.46	\$ 26,121.55	\$ 25,626.63	\$ 25,131.72	\$ 24,636.81
\$ 94,082.65	\$ 103,140.90	\$ 101,386.21	\$ 99,631.52	\$ 97,876.83	\$ 96,122.14	\$ 94,367.45	\$ 92,612.76	\$ 90,858.07	\$ 89,103.38	\$ 87,348.69
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 87,767.35										
\$ 112,459.71	\$ 209,285.31	\$ 207,530.62	\$ 205,775.93	\$ 204,021.24	\$ 202,266.55	\$ 200,511.86	\$ 198,757.17	\$ 197,002.48	\$ 195,247.79	\$ 193,493.10

TIR	15.632%
VAN	\$ 597,947.25



# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
TASA DE DESC.	7.92%
PRECIO	\$ 0.2555

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 330,823.88	\$ 325,530.70	\$ 322,884.11	\$ 320,237.51	\$ 317,590.92	\$ 314,944.33	\$ 312,297.74	\$ 309,651.15	\$ 307,004.56
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 50,718.77	\$ 50,718.77	\$ 47,211.66	\$ 43,425.24	\$ 39,337.29	\$ 34,923.78	\$ 30,158.78	\$ 25,014.31	\$ 19,460.14	\$ 13,463.65
UTILIDAD BRUTA		\$ 133,960.69	\$ 132,174.63	\$ 133,314.45	\$ 134,755.81	\$ 136,522.73	\$ 138,641.14	\$ 141,139.02	\$ 144,046.59	\$ 147,396.49
UTILIDAD TRAB.		\$ 20,094.10	\$ 19,826.19	\$ 19,997.17	\$ 20,213.37	\$ 20,478.41	\$ 20,796.17	\$ 21,170.85	\$ 21,606.99	\$ 22,109.47
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 25,050.65	\$ 24,716.65	\$ 24,929.80	\$ 25,199.34	\$ 25,529.75	\$ 25,925.89	\$ 26,393.00	\$ 26,936.71	\$ 27,563.14
UTILIDAD NETA		\$ 88,815.94	\$ 87,631.78	\$ 88,387.48	\$ 89,343.10	\$ 90,514.57	\$ 91,919.08	\$ 93,575.17	\$ 95,502.89	\$ 97,723.87
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (1,536,740.55)	\$ 150,922.15	\$ 146,230.88	\$ 143,200.16	\$ 140,067.83	\$ 136,825.79	\$ 133,465.30	\$ 129,976.92	\$ 126,350.48	\$ 122,574.97

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 304,357.97	\$ 301,711.38	\$ 299,064.79	\$ 296,418.19	\$ 293,771.60	\$ 291,125.01	\$ 288,478.42	\$ 285,831.83	\$ 283,185.24	\$ 280,538.65	\$ 277,892.06
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 6,989.62										
\$ 151,223.94	\$ 155,566.96	\$ 152,920.37	\$ 150,273.78	\$ 147,627.19	\$ 144,980.60	\$ 142,334.01	\$ 139,687.42	\$ 137,040.83	\$ 134,394.24	\$ 131,747.65
\$ 22,683.59	\$ 23,335.04	\$ 22,938.06	\$ 22,541.07	\$ 22,144.08	\$ 21,747.09	\$ 21,350.10	\$ 20,953.11	\$ 20,556.12	\$ 20,159.14	\$ 19,762.15
\$ 28,278.88	\$ 29,091.02	\$ 28,596.11	\$ 28,101.20	\$ 27,606.28	\$ 27,111.37	\$ 26,616.46	\$ 26,121.55	\$ 25,626.63	\$ 25,131.72	\$ 24,636.81
\$ 100,261.47	\$ 103,140.90	\$ 101,386.21	\$ 99,631.52	\$ 97,876.83	\$ 96,122.14	\$ 94,367.45	\$ 92,612.76	\$ 90,858.07	\$ 89,103.38	\$ 87,348.69
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 87,767.35										
\$ 118,638.53	\$ 209,285.31	\$ 207,530.62	\$ 205,775.93	\$ 204,021.24	\$ 202,266.55	\$ 200,511.86	\$ 198,757.17	\$ 197,002.48	\$ 195,247.79	\$ 193,493.10

TIR	8.096%
VAN	\$ 22,203.18



# Universidad de Cuenca

EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA CON PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA DE 0.4003 USD/kw.h

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
TASA DE DESC.	7.78%
PRECIO	\$ 0.4003

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 518,312.32	\$ 510,019.33	\$ 505,872.83	\$ 501,726.33	\$ 497,579.83	\$ 493,433.33	\$ 489,286.83	\$ 485,140.33	\$ 480,993.84
<b>COSTOS Y GASTOS</b>										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 114,866.51	\$ 114,866.51	\$ 95,180.99	\$ 73,973.81	\$ 51,127.36	\$ 26,514.93				
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		\$ 257,301.40	\$ 268,693.93	\$ 285,754.61	\$ 304,454.56	\$ 324,920.49	\$ 347,288.92	\$ 343,142.42	\$ 338,995.92	\$ 334,849.42
UTILIDAD TRAB.		\$ 38,595.21	\$ 40,304.09	\$ 42,863.19	\$ 45,668.18	\$ 48,738.07	\$ 52,093.34	\$ 51,471.36	\$ 50,849.39	\$ 50,227.41
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 48,115.36	\$ 50,245.76	\$ 53,436.11	\$ 56,933.00	\$ 60,760.13	\$ 64,943.03	\$ 64,167.63	\$ 63,392.24	\$ 62,616.84
<b>UTILIDAD NETA</b>		\$ 170,590.83	\$ 178,144.07	\$ 189,455.30	\$ 201,853.37	\$ 215,422.29	\$ 230,252.55	\$ 227,503.42	\$ 224,754.30	\$ 222,005.17
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACIÓN		\$ 254,670.56	\$ 274,356.09	\$ 295,563.26	\$ 318,409.71	\$ 343,022.15				
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	\$ (751,732.99)	\$ 22,064.68	\$ 9,932.40	\$ 36.45	\$ (10,411.93)	\$ (21,455.45)	\$ 336,396.97	\$ 333,647.84	\$ 330,898.71	\$ 328,149.58

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	\$ 476,847.34	\$ 472,700.84	\$ 468,554.34	\$ 464,407.84	\$ 460,261.34	\$ 456,114.84	\$ 451,968.35	\$ 447,821.85	\$ 443,675.35	\$ 439,528.85	\$ 435,382.35
	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 330,702.92	\$ 326,556.43	\$ 322,409.93	\$ 318,263.43	\$ 314,116.93	\$ 309,970.43	\$ 305,823.93	\$ 301,677.43	\$ 297,530.94	\$ 293,384.44	\$ 289,237.94
	\$ 49,605.44	\$ 48,983.46	\$ 48,361.49	\$ 47,739.51	\$ 47,117.54	\$ 46,495.56	\$ 45,873.59	\$ 45,251.62	\$ 44,629.64	\$ 44,007.67	\$ 43,385.69
	\$ 61,841.45	\$ 61,066.05	\$ 60,290.66	\$ 59,515.26	\$ 58,739.87	\$ 57,964.47	\$ 57,189.08	\$ 56,413.68	\$ 55,638.28	\$ 54,862.89	\$ 54,087.49
	\$ 219,256.04	\$ 216,506.91	\$ 213,757.78	\$ 211,008.65	\$ 208,259.52	\$ 205,510.40	\$ 202,761.27	\$ 200,012.14	\$ 197,263.01	\$ 194,513.88	\$ 191,764.75
	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
	\$ 325,400.45	\$ 322,651.32	\$ 319,902.19	\$ 317,153.07	\$ 314,403.94	\$ 311,654.81	\$ 308,905.68	\$ 306,156.55	\$ 303,407.42	\$ 300,658.29	\$ 297,909.17

TIR	17.718%
VAN	\$ 1,168,964.59





# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	5 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
TASA DE DESC.	7.85%
PRECIO	\$ 0.4003

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 518,312.32	\$ 510,019.33	\$ 505,872.83	\$ 501,726.33	\$ 497,579.83	\$ 493,433.33	\$ 489,286.83	\$ 485,140.33	\$ 480,993.84
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 49,228.50	\$ 49,228.50	\$ 40,791.85	\$ 31,703.06	\$ 21,911.73	\$ 11,363.54				
UTILIDAD BRUTA		\$ 322,939.41	\$ 323,083.06	\$ 328,025.35	\$ 333,670.19	\$ 340,071.88	\$ 347,288.92	\$ 343,142.42	\$ 338,995.92	\$ 334,849.42
UTILIDAD TRAB.		\$ 48,440.91	\$ 48,462.46	\$ 49,203.80	\$ 50,050.53	\$ 51,010.78	\$ 52,093.34	\$ 51,471.36	\$ 50,849.39	\$ 50,227.41
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 60,389.67	\$ 60,416.53	\$ 61,340.74	\$ 62,396.33	\$ 63,593.44	\$ 64,943.03	\$ 64,167.63	\$ 63,392.24	\$ 62,616.84
UTILIDAD NETA		\$ 214,108.83	\$ 214,204.07	\$ 217,480.81	\$ 221,223.34	\$ 225,467.65	\$ 230,252.55	\$ 227,503.42	\$ 224,754.30	\$ 222,005.17
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 109,144.53	\$ 117,581.18	\$ 126,669.97	\$ 136,461.31	\$ 147,009.49				
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (1,535,250.28)	\$ 211,108.71	\$ 202,767.30	\$ 196,955.25	\$ 190,906.44	\$ 184,602.58	\$ 336,396.97	\$ 333,647.84	\$ 330,898.71	\$ 328,149.58

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 476,847.34	\$ 472,700.84	\$ 468,554.34	\$ 464,407.84	\$ 460,261.34	\$ 456,114.84	\$ 451,968.35	\$ 447,821.85	\$ 443,675.35	\$ 439,528.85	\$ 435,382.35
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 330,702.92	\$ 326,556.43	\$ 322,409.93	\$ 318,263.43	\$ 314,116.93	\$ 309,970.43	\$ 305,823.93	\$ 301,677.43	\$ 297,530.94	\$ 293,384.44	\$ 289,237.94
\$ 49,605.44	\$ 48,983.46	\$ 48,361.49	\$ 47,739.51	\$ 47,117.54	\$ 46,495.56	\$ 45,873.59	\$ 45,251.62	\$ 44,629.64	\$ 44,007.67	\$ 43,385.69
\$ 61,841.45	\$ 61,066.05	\$ 60,290.66	\$ 59,515.26	\$ 58,739.87	\$ 57,964.47	\$ 57,189.08	\$ 56,413.68	\$ 55,638.28	\$ 54,862.89	\$ 54,087.49
\$ 219,256.04	\$ 216,506.91	\$ 213,757.78	\$ 211,008.65	\$ 208,259.52	\$ 205,510.40	\$ 202,761.27	\$ 200,012.14	\$ 197,263.01	\$ 194,513.88	\$ 191,764.75
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 325,400.45	\$ 322,651.32	\$ 319,902.19	\$ 317,153.07	\$ 314,403.94	\$ 311,654.81	\$ 308,905.68	\$ 306,156.55	\$ 303,407.42	\$ 300,658.29	\$ 297,909.17

TIR	15.757%
VAN	\$ 1,159,753.77



# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	70%
MONTO	\$ 1,486,021.77
TASA DE DESC.	7.94%
PRECIO	\$ 0.4003

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 518,312.32	\$ 510,019.33	\$ 505,872.83	\$ 501,726.33	\$ 497,579.83	\$ 493,433.33	\$ 489,286.83	\$ 485,140.33	\$ 480,993.84
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 118,343.80	\$ 118,343.80	\$ 110,160.54	\$ 101,325.57	\$ 91,787.01	\$ 81,488.81	\$ 70,370.49	\$ 58,366.72	\$ 45,407.00	\$ 31,415.19
UTILIDAD BRUTA		\$ 253,824.11	\$ 253,714.38	\$ 258,402.84	\$ 263,794.91	\$ 269,946.61	\$ 276,918.43	\$ 284,775.70	\$ 293,588.92	\$ 303,434.23
UTILIDAD TRAB.		\$ 38,073.62	\$ 38,057.16	\$ 38,760.43	\$ 39,569.24	\$ 40,491.99	\$ 41,537.76	\$ 42,716.35	\$ 44,038.34	\$ 45,515.13
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 47,465.11	\$ 47,444.59	\$ 48,321.33	\$ 49,329.65	\$ 50,480.02	\$ 51,783.75	\$ 53,253.06	\$ 54,901.13	\$ 56,742.20
UTILIDAD NETA		\$ 168,285.38	\$ 168,212.63	\$ 171,321.09	\$ 174,896.02	\$ 178,974.60	\$ 183,596.92	\$ 188,806.29	\$ 194,649.46	\$ 201,176.89
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 1,486,021.77									
AMORTIZACIÓN	\$ -	\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (755,210.28)	\$ 230,391.60	\$ 226,811.73	\$ 226,133.77	\$ 225,620.75	\$ 225,285.82	\$ 225,143.14	\$ 225,208.04	\$ 225,497.04	\$ 226,027.99

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 476,847.34	\$ 472,700.84	\$ 468,554.34	\$ 464,407.84	\$ 460,261.34	\$ 456,114.84	\$ 451,968.35	\$ 447,821.85	\$ 443,675.35	\$ 439,528.85	\$ 435,382.35
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 16,309.11										
\$ 314,393.82	\$ 326,556.43	\$ 322,409.93	\$ 318,263.43	\$ 314,116.93	\$ 309,970.43	\$ 305,823.93	\$ 301,677.43	\$ 297,530.94	\$ 293,384.44	\$ 289,237.94
\$ 47,159.07	\$ 48,983.46	\$ 48,361.49	\$ 47,739.51	\$ 47,117.54	\$ 46,495.56	\$ 45,873.59	\$ 45,251.62	\$ 44,629.64	\$ 44,007.67	\$ 43,385.69
\$ 58,791.64	\$ 61,066.05	\$ 60,290.66	\$ 59,515.26	\$ 58,739.87	\$ 57,964.47	\$ 57,189.08	\$ 56,413.68	\$ 55,638.28	\$ 54,862.89	\$ 54,087.49
\$ 208,443.10	\$ 216,506.91	\$ 213,757.78	\$ 211,008.65	\$ 208,259.52	\$ 205,510.40	\$ 202,761.27	\$ 200,012.14	\$ 197,263.01	\$ 194,513.88	\$ 191,764.75
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 87,767.35										
\$ 226,820.16	\$ 322,651.32	\$ 319,902.19	\$ 317,153.07	\$ 314,403.94	\$ 311,654.81	\$ 308,905.68	\$ 306,156.55	\$ 303,407.42	\$ 300,658.29	\$ 297,909.17

TIR	30.679%
VAN	\$ 1,745,411.80



# Universidad de Cuenca

FINANCIAMIENTO	10 AÑOS
CREDITO	30%
MONTO	\$ 636,866.47
TASA DE DESC.	7.92%
PRECIO	\$ 0.4003

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
VENTA DE ENERGÍA		\$ 518,312.32	\$ 510,019.33	\$ 505,872.83	\$ 501,726.33	\$ 497,579.83	\$ 493,433.33	\$ 489,286.83	\$ 485,140.33	\$ 480,993.84
COSTOS Y GASTOS										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
ADMINISTRACIÓN		\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
DEPRECIACIÓN	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INTERÉS	\$ 50,718.77	\$ 50,718.77	\$ 47,211.66	\$ 43,425.24	\$ 39,337.29	\$ 34,923.78	\$ 30,158.78	\$ 25,014.31	\$ 19,460.14	\$ 13,463.65
UTILIDAD BRUTA		\$ 321,449.14	\$ 316,663.25	\$ 316,303.17	\$ 316,244.63	\$ 316,511.64	\$ 317,130.14	\$ 318,128.11	\$ 319,535.78	\$ 321,385.77
UTILIDAD TRAB.		\$ 48,217.37	\$ 47,499.49	\$ 47,445.48	\$ 47,436.69	\$ 47,476.75	\$ 47,569.52	\$ 47,719.22	\$ 47,930.37	\$ 48,207.87
IMPUESTO A LA RENTA %22		\$ 60,110.99	\$ 59,216.03	\$ 59,148.69	\$ 59,137.75	\$ 59,187.68	\$ 59,303.34	\$ 59,489.96	\$ 59,753.19	\$ 60,099.14
UTILIDAD NETA		\$ 213,120.78	\$ 209,947.74	\$ 209,709.00	\$ 209,670.19	\$ 209,847.22	\$ 210,257.28	\$ 210,918.94	\$ 211,852.22	\$ 213,078.76
DEPRECIACIÓN		\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
INVERSIÓN	\$ 2,122,888.25									
PRÉSTAMO	\$ 636,866.47									
AMORTIZACIÓN		\$ 44,038.20	\$ 47,545.31	\$ 51,331.73	\$ 55,419.68	\$ 59,833.20	\$ 64,598.19	\$ 69,742.66	\$ 75,296.83	\$ 81,293.32
FLUJO DE EFECTIVO	\$ (1,536,740.55)	\$ 275,226.99	\$ 268,546.84	\$ 264,521.69	\$ 260,394.92	\$ 256,158.43	\$ 251,803.50	\$ 247,320.69	\$ 242,699.80	\$ 237,929.86

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 476,847.34	\$ 472,700.84	\$ 468,554.34	\$ 464,407.84	\$ 460,261.34	\$ 456,114.84	\$ 451,968.35	\$ 447,821.85	\$ 443,675.35	\$ 439,528.85	\$ 435,382.35
\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00	\$ 28,000.00
\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00	\$ 12,000.00
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 6,989.62										
\$ 323,713.31	\$ 326,556.43	\$ 322,409.93	\$ 318,263.43	\$ 314,116.93	\$ 309,970.43	\$ 305,823.93	\$ 301,677.43	\$ 297,530.94	\$ 293,384.44	\$ 289,237.94
\$ 48,557.00	\$ 48,983.46	\$ 48,361.49	\$ 47,739.51	\$ 47,117.54	\$ 46,495.56	\$ 45,873.59	\$ 45,251.62	\$ 44,629.64	\$ 44,007.67	\$ 43,385.69
\$ 60,534.39	\$ 61,066.05	\$ 60,290.66	\$ 59,515.26	\$ 58,739.87	\$ 57,964.47	\$ 57,189.08	\$ 56,413.68	\$ 55,638.28	\$ 54,862.89	\$ 54,087.49
\$ 214,621.92	\$ 216,506.91	\$ 213,757.78	\$ 211,008.65	\$ 208,259.52	\$ 205,510.40	\$ 202,761.27	\$ 200,012.14	\$ 197,263.01	\$ 194,513.88	\$ 191,764.75
\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41	\$ 106,144.41
\$ 87,767.35										
\$ 232,998.98	\$ 322,651.32	\$ 319,902.19	\$ 317,153.07	\$ 314,403.94	\$ 311,654.81	\$ 308,905.68	\$ 306,156.55	\$ 303,407.42	\$ 300,658.29	\$ 297,909.17

TIR	16.699%
VAN	\$ 1,171,784.90